

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение выс-
шего образования

«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем элек-
троснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация основной и резервных релейных защит ВЛ-500 кВ

Студент

Н.Н. Кутырев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ информации о текущем состоянии защит на объекте	5
1.1 Описание ПС 500 кВ Азот.....	5
1.2 Преимущества микропроцессорных УРЗиА	9
1.3 Автоматизированные подстанции.....	12
1.4. Выводы по разделу.....	18
2 Выбор технических решений для замены электромеханических защит воздушной линии 500 кВ на микропроцессорные	19
2.1 Технические решения	19
2.2 Резервные защиты	35
2.3 Выводы по разделу.....	55
3 Расчет уставок защит ВЛ 500 кВ отходящих от ПС 500 кВ «Азот».....	56
3.1 Выводы по разделу.....	68
Заключение	69
Список используемых источников.....	73
Приложение А Список сокращений.....	79

Введение

Электроэнергетика, на сегодняшний день, является неотъемлемой частью жизни человека. Сложно представить жизнь в XXI веке вообще без электричества, а если вспомнить аварии в электроэнергетике, которые привели к массовому недоотпуску электроэнергии и полному обесточиванию целых городов, то сразу становится понятно, на сколько мы теперь зависим от электричества. Например, авария, произошедшая 15 ноября 2012 года в Германии в городе Мюнхен, тогда без «света» остались более полумиллиона человек, остановилось движение метро, обесточены несколько больниц, и многие другие последствия отсутствия электроэнергии, и ведь это продолжалось всего лишь несколько часов, а последствия были значительными. И самое страшное в приведенном примере, то что данная авария не является самой большой, были и намного более страшные аварии, приносящие не только материальный и моральный вред, но и приводящие к человеческим жертвам затронутого населения.

Описанный выше случай показывает насколько важно развивать и модернизировать оборудование необходимое для защиты объектов электроснабжения, на сегодняшний момент самыми продвинутыми являются устройства релейной защиты и автоматики, выполненные на микропроцессорной базе (далее МУРЗиА), данные устройства начали внедряться уже более 15 лет назад, но из-за огромного количества объектов требующих модернизации, процесс внедрения микропроцессорных устройств продолжается и по сей день.

«На релейную защиту возлагаются следующие функции:

1. Автоматическое выявление поврежденного элемента с последующей его локализацией. Защита подает команду на отключение выключателей этого элемента, восстанавливая нормальные условия работы для неповрежденной части энергосистемы.

2. Автоматическое выявление ненормального режима с принятием мер для его устранения. Нарушения нормального режима в первую очередь вызываются различного рода перегрузками, которые не требуют немедленного отключения. Поэтому защита действует на разгрузку оборудования или выдает сообщение дежурному персоналу» [4, с. 24].

Цель ВКР, темой которой является «Модернизация основной и резервных релейных защит ВЛ-500 кВ», заключается в повышении надёжности функционирования основной и резервных защит ВЛ-500 кВ.

Разберем подробнее, что подразумевает поставленная цель:

Для начала хотелось бы сказать, что УРЗиА (устройства релейной защиты и автоматики) обладают определенными параметрами:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность.

Так вот смысл «повышения надежности функционирования», заключается в повышении параметров, описанных выше.

Задачи ВКР, ставятся исходя из поставленной цели, они необходимы для ее достижения. Так вот для достижения нашей цели выделим основные задачи:

- 1) Анализ информации о текущем состоянии защит на объекте;
- 2) Выбор технических решений для замены электромеханических защит воздушной линии 500 кВ на микропроцессорные;
- 3) Расчет уставок защит ВЛ 500 кВ, отходящих от ПС 500 кВ «Азот».

1 Анализ информации о текущем состоянии защит на объекте

1.1 Описание ПС 500 кВ Азот

ПС 500 кВ «Азот» введена в эксплуатацию в 1981 году, суммарная номинальная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) в настоящее время составляет 1051 МВА. От подстанции отходит 18 линий электропередач, две из которых напряжением 500 кВ, семь – 220 кВ и девять – 110 кВ. По линиям напряжением 500 кВ (ВЛ 500 Жигулевская ГЭС - Азот и ВЛ 500 Азот - Бугульма) осуществляется транзит электроэнергии от Жигулевской гидроэлектростанции (далее Жигулевская ГЭС) в Республику Татарстан (подстанция 500 кВ Бугульма).

Схема в части ОРУ 500кВ выполнена:

- двумя секциями шин, обеспечивающими надежное и бесперебойное осуществление транзита электрической энергии;
- от каждой секции в линию установлены по два элегазовых выключателя типа HPL 525 В2 (выполнены пофазно, то есть в каждой ячейке установлены по выключателю на каждую фазу, всего по три единицы);
- на каждый выключатель установлены пофазно трансформаторы тока (ТТ) типа СА 525, со вторичной обмотки которых передается информация в виде сигналов на устройства измерения и защиты
- трансформаторы напряжения (ТН) типа DFK 525 установлены в каждую линию, аналогично ТТ выполнены пофазно, назначение аналогично ТТ, но передается данные о напряжении;
- ограничители перенапряжения (ОПН) типа ОПН-500 УХЛ, установлены для защиты автотрансформаторов с заземлённой нейтралью от различных перенапряжений (коммутационных, атмосферных);
- ВЧ аппаратура (конденсаторы связи и высокочастотные заградители), необходимые для образования высокочастотных каналов для работы защит и противоаварийной автоматики.

Собственные нужды

Собственные нужды ПС состоят из 5 масляных трансформаторов, типа ТМ–630/10. Два из них питают секции 4 и 5 0,4 кВ для обеспечения собственных нужд ТМХ, оставшиеся три питают 1,2,3 секцию 0,4 кВ собственных нужд ГЩУ. Третья секция является резервной, автоматическое резервирование (АВР) осуществляется через секционные автоматы СА, питание на трансформатор номер три (ТСН-3) приходит от фидера №7 ПС-110 кВ «Узюково»

Схема постоянного тока выполнена двух секциях 220 В постоянного тока, на трех тиристорных выпрямительных установках типа ВА3П-380/260-40/80-3-УХЛ4, одна из которых является резервной, к секциям подключены две аккумуляторные батареи типа 6 OPzS 420 LA, ёмкостью 420 А·ч и VbVARTA 2306, ёмкостью 300 А·ч, работающих в буферном режиме (в режиме постоянного подзаряда).

От цепей постоянного тока осуществляется питание:

- 1) Цепей оперативного тока релейной защиты
- 2) Цепей аварийного освещения;
- 3) Цепей питания СДТУ

На основную нагрузку последовательно подключены 104 батареи, а оставшиеся 6 батарей (хвост) используются для поддержания требуемого напряжения на удаленных участках или же на участках с большой нагрузкой.

На подстанции имеется собственное «воздушное хозяйство» состоящее из компрессорных включающих в себя четыре компрессора ВШВ-3/100 и три компрессора ВШВ-2,3/230М, двенадцати ресиверов давлением 40 кгс/см², двух ресиверов давлением 20 кгс/см², двенадцати баллонов 160 кгс/см², двух воздушных магистралей давлением 20 кгс/см², т.к. большая часть выключателей напряжением 110 кВ и 220 кВ - воздушные типа ВВБ, ВВД, ВВБМ, ВВШ (исключением являются выключатели линий ВЛ-110 кВ Азот-Стройбаза-1 и ВЛ-110 кВ Азот-Стройбаза-2, данные выключатели - элегазовые типа LTB 145D1/B).

Панели ЭМЗ выполнены по стандарту «ТУ 16-536.024-75 Устройства комплектные низковольтные для электрических станций и подстанций», представляет собой металлический каркас, на который установлены различные реле с помощью скоб, угольников, специальных плит.

Данные панели выполнены так чтобы имелся доступ как с лицевой стороны, так и с обратной. Сама панель оснащена двумя заземляющими болтами, и для защиты персонала заземлена посредством присоединения заземляющего проводника к заземляющему контуру.

- Панели обычно комплектуются:
- Промежуточные реле типа РП-23-У4;
- Промежуточные реле типа РП-222-У4;
- Промежуточные реле типа РП-225-У4;
- Реле промежуточное двухпозиционное РП 11-У4;
- Реле тока типа РТ 40/1Д-У4;
- Реле тока типа РТ 40/1ДМ-У4;
- Указательные реле типа РУ-21-У4;
- Реле времени типа ЭВ 124-У4
- Испытательные блики типа БИ-6
- Накладки;
- Сигнальные устройства ЭС-41;
- Реле напряжения РН-54/160;
- Реле контроля синхронизма РН-55/200;
- блок-реле типа ДЗ 2;
- блок-реле типа КРС 1;
- Реле мощности типа РБМ 177(178);
- Переключатель типа ПМОФ90-111111/П Д42;

Выше приведенные реле, используются наиболее часто, в зависимости он возлагаемых функций состав реле меняется и дополняется другими.

На рисунке 1 представлена нормальная схема электрических соединений ПС 500 кВ Азот

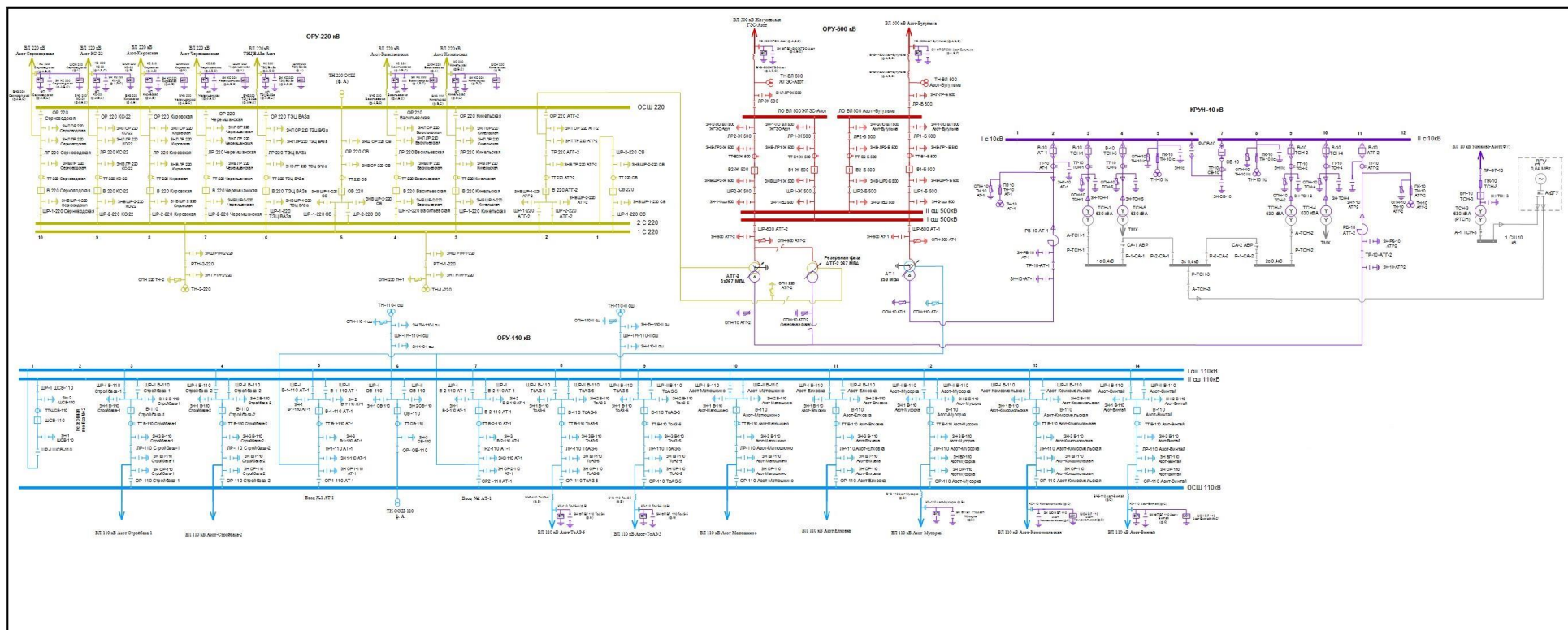


Рисунок 1 – Нормальная схема электрических соединений ПС 500 кВ Азот

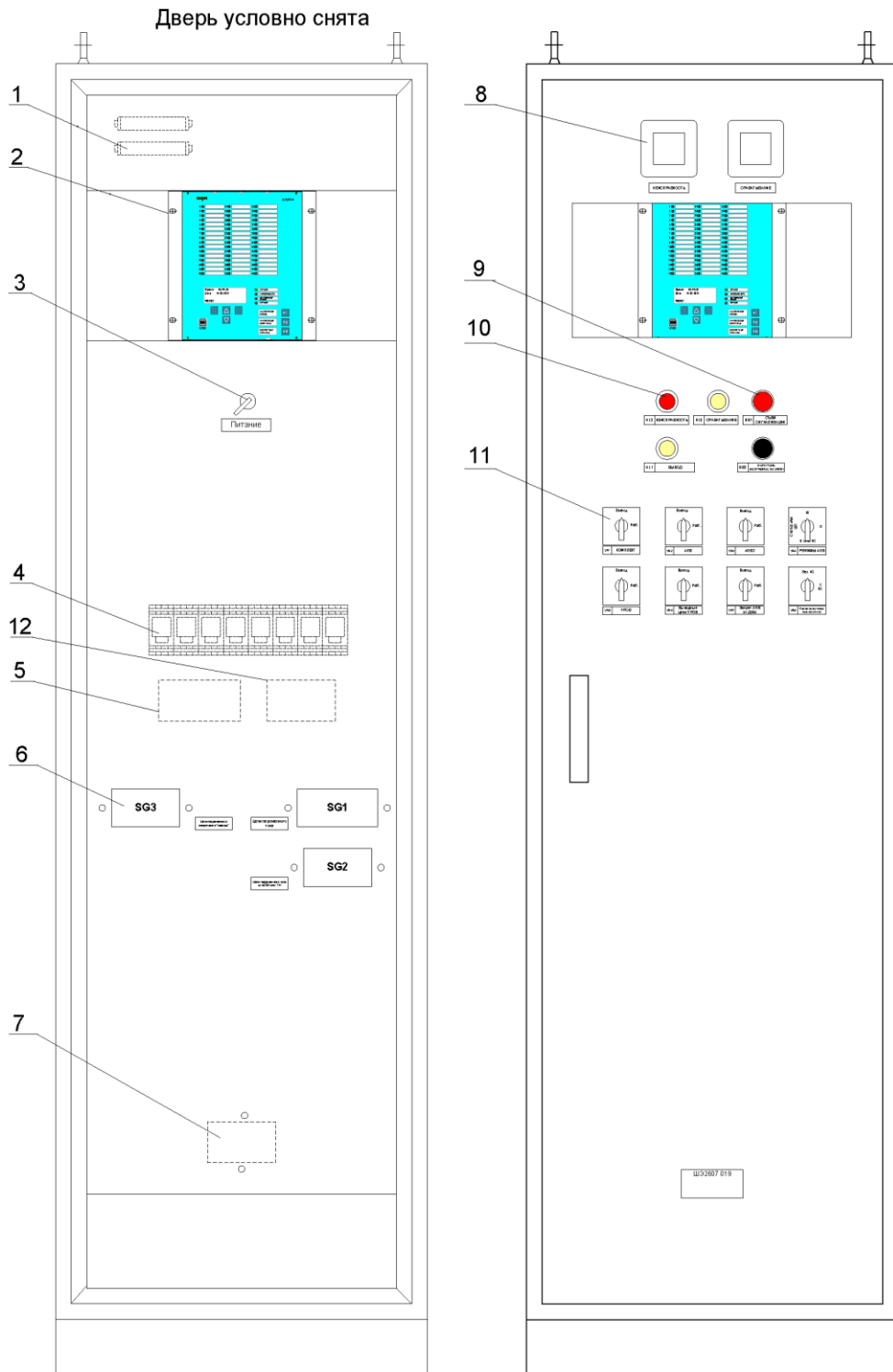
1.2 Преимущества микропроцессорных УРЗиА

Модернизация подразумевает обновление и усовершенствование оборудования, в рамках данной магистерской диссертации рассмотрим для начала именно обновление морально устаревшего оборудования.

Микропроцессорные УРЗиА (МУРЗиА) имеют целый ряд преимуществ над своими предшественниками (УРЗиА выполненных на электромеханических реле), и со временем в связи с непрерывным техническим прогрессом, превосходство микропроцессорных, станет не только более очевидным, но и неоспоримым.

Одна из особенностей новых технологий заключается в их миниатюризации, то есть в существенно уменьшаются габариты итогового продукта, в нашем случае цифровые панели защит. Малые габариты дают более широкий спектр возможностей при проектировании, а именно возможность компактно размещать панели, не беспокоясь о сложности их подключения, так как при уменьшении «сердца» релейной защиты несколько старых и громоздких панелей поместятся в одной цифровой. Вдобавок ко всему обслуживание таких устройств существенно упрощается благодаря внедрению светодиодных индикаторов, кнопок, ключей и цифрового дисплея.

Вид цифровой панели на рисунке 2.



- 1 - резисторы
- 2 - терминал БЭ2704
- 3 - переключатель питания
- 4 - реле промежуточные
- 5 - реле промежуточное двухпозиционное
- 6 - блоки испытательные

- 7 - блок фильтра
- 8 - реле указательные
- 9 - кнопки
- 10 - лампы
- 11 - переключатели
- 12 - блок контроля тока

Рисунок 2 – Внешний вид панели МУР3иА

Для сравнения на рисунке 3, приведен внешний вид панели УРЗиА, выполненной на электромеханических реле.



Рисунок 3 – Внешний вид панели УРЗиА, выполненной на электромеханических реле

По приведенным рисункам, можно наглядно увидеть преимущества МУРЗиА, и более того приведенная панель на рисунке 2, по выполняемым функциям равна и даже превосходит две панели, выполненные на электромеханических реле (рисунок 3). Так для защиты и управления ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма необходимо от восьми панелей и более, а цифровых достаточно всего пять панелей, это при учете того, что в данную линию установлены два выключателя.

На сегодняшний момент цифровизация является одним из основных направлений в энергетике. Внедряемые цифровые устройства основной задачей которых является защита оборудования от различных технологических нарушений и аварийных режимов, открывают возможность для ряда дополнительных функций:

1. Самодиагностика, для контроля исправности работы;
2. Встроенный регистратор событий, для анализа правильной работы и учета всех событий;
3. Автоматическое изменение уставок в зависимости от текущего режима, погодных условий и так далее.

Данные функции на базе аналоговых ЭМЗ реализованы не в полной мере или их реализация не возможна вовсе.

1.3 Автоматизированные подстанции

Цифровые панели открывают двери для грядущего прогресса и постепенного прихода к цифровым необслуживаемым подстанциям. Данное направление является весьма перспективным, не только в энергетике страны, но и мира в целом.

В последнее время в стране все чаще можно встретить так называемые «подстанции нового поколения» или по-другому цифровые подстанции (далее ЦПС). Разберем для начала, что же это за ЦПС, все очень просто, как можно догадаться по названию это подстанции, в которых «организация всех потоков информации осуществляется в цифровой форме при решении задач защиты оборудования и управления им, мониторинга его состояния» [1, с. 3]. Управлять данными подстанциями можно дистанционно, но на данный момент наиболее распространено управление с участием оперативного персонала подстанции с автоматизированного рабочего места (далее АРМ), расположенного в общеподстанционном пункте управления (далее ОПУ).

В цифровых подстанциях используются унифицированный стандарт связи IEC 61850 (МЭК 61850) для получения полной информации о подстанции. С помощью данного стандарта связи, возможна дальнейшая модернизация и интеграция новых систем. IEC 61850 больше, чем просто протокол, это всеобъемлющий стандарт, разработанный для того чтобы предоставлять расширенные функции и возможности, которые не поддерживаются в устаревших протоколах связи.

МЭК 61850 определяет модель данных в конкретной области (данные и услуги), поддерживающую все функции, необходимые на подстанциях. Эти уникальные характеристики могут значительно снизить расходы, связанные с проектированием, установкой, вводом в эксплуатацию и эксплуатацией энергосистем. МЭК 61850 предназначен для обеспечения совместимости и долговечности, устраняя зависимость от одного поставщика.

Цифровые системы управления могут соединяться с первичным оборудованием через встроенные устройства и передавать информацию посредством Ethernet. Объединяющие и управляющие блоки собирают и переводят измерения, индикации и команды от силового оборудования в цифровые сообщения GOOSE и наоборот.

Цифровые измерительные трансформаторы и НМІ (Human Machine Interface) позволяют добавить системы мониторинга основного оборудования, обеспечить осведомленность персонала как на местном, так и удаленном уровне.

Цифровая подстанция основана на передаче информации в цифровом виде, в которой рабочие измерения в режиме реального времени и другие данные опрашиваются с помощью датчиков, встроенных в первичную систему. Эти данные передаются на устройства, которые должны анализировать и реагировать на эти измерения (давление или температура в распределительном устройстве, измерения тока и напряжения).

Наиболее важным является то, что интеллектуальные устройства и системы на подстанции, (реле защиты, регистраторы, измерительные устрой-

ства, различные контроллеры) может немедленно обработать эти данные. Этот поток данных можно эффективно передавать посредством Ethernet, до руководства и диспетчеров всех уровней.

Рассмотрим, чем ЦПС превосходят обычные подстанции:

1) Снижение нагрузки на персонал связанной с обслуживанием и управлением подстанцией (постоянная всеобъемлющая диагностика, сосредоточение полной информации на АРМ);

2) Повышение точности измерений и уменьшение потерь в цепях переменного тока и напряжения достигаемое использованием оптических трансформаторов тока (далее ТТ) и напряжения (далее ТН);

3) Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (далее МУРЗА), устанавливаемые на ЦПС имеют более высокий показатель надежности, а также отсутствие насыщения у оптических цифровых ТТ позволят упростить и усовершенствовать алгоритмы МУРЗА;

4) Приближение к необслуживаемым ПС (без постоянного дежурного оперативного персонала);

5) Самодиагностика МУРЗА и кабельных связей;

6) Решение перегрузки цепей вторичной коммутации;

7) Сокращение количества технологических нарушений и сопутствующих с ними штрафов за перебои в электроснабжении и нарушений производственного цикла потребителей.

И это всего лишь часть преимуществ ЦПС. Более подробно рассмотрим последнее преимущество, технологические нарушения могут возникать как в следствии аварий, отказа оборудования, так и в следствии ошибочных действий оперативного персонала, например, в процессе переключений. Хотя и переключения выполняются в основном по бланкам переключений, в которых указана строгая последовательность операций, все же «человеческий фактор» никто не отменял и ошибки персонала периодически случаются. Поэтому в последнее время ведется разработка автоматизированных бланков переключений. Как и следует из названия данные бланки подразумевают ав-

томатизированный процесс переключений, практически исключаящий «человеческий фактор», возможно в будущем, подстанциям и вовсе не нужен будет оперативный персонал, и они станут полностью автоматизированными, а роль человека будет сведена к дистанционному контролю и редкому техническому обслуживанию оборудования.

Вопросы и проблемы ЦПС:

1. Стандартизация протоколов и интерфейсов;
2. Совместимость разнородного оборудования;
3. Гармонизация со стандартами ПКЭ, РМУ;
4. Питание оборудования полевого уровня;
5. Необходимость изменения подходов к наладке, испытаниям, эксплуатации;
6. Необходимость корректировки действующих регламентов и правил;
7. Высокие требования к обслуживающему персоналу;
8. Вопросы кибербезопасности.

Систему можно разделить на три основных уровня:

Первый уровень – уровень процесса (полевой уровень), состоит из аналоговых и дискретных датчиков. Они предоставляют информацию в микропроцессорные устройства, обеспечивающие стабильность, защиту и контроль всей обслуживаемой территории, а также дает понимание ситуации на подстанции

Второй уровень – уровень присоединения. Ключевые компоненты: реле защиты, контроллеры отсеков, коммутаторы и сети Ethernet, устройства измерения и записывающие устройства, блоки синхронизации, приложения безопасности и панели где все это оборудование введено в эксплуатацию и находится под напряжением.

Третий уровень – станционный уровень. К данному уровню относятся хранилища данных (различные сервера верхнего уровня), и автоматизированное рабочее место персонала АРМ.

Связь по МЭК 61850 обеспечивает полную интеграцию между всеми уровнями. Это обеспечивает оптимальное использование информации для непрерывной надежной работы электрических сетей.

Одним из шагов создания автоматизированной подстанции является и модернизация системы учета электроэнергии

Точность учета электроэнергии касается, не только энергетиков, но и обычных людей, использующих электроэнергию для бытовых целей. Так как – это один из факторов, влияющих на конечную цену электроэнергии. Камнем преткновения при модернизации системы учета является, то, что просто замена устаревшего оборудования или изменение типа приборов учета не решает поставленную задачу в полной мере.

Достигнуть уменьшения коммерческих потерь можно только при разработке и внедрении целого комплекса решений по модернизации силового оборудования и системы интеллектуального учета. На рисунке 4, приведен оптический ТТ.



Рисунок 4 – Трансформатор тока электронный оптический

Уменьшенный размер и вес являются привлекательными преимуществами по сравнению с обычным маслонаполненным оборудованием, позволяющее разместить более компактно при проектировании подстанции, а также существенно упрощает модернизацию старых подстанций, где пространство может быть ограничено.

Легкий сухой изолятор и конструкция оконной головки позволяют на выбор производить монтаж на опорных конструкциях или подвеса на жестких шинах.

Широкий динамический диапазон делает этот ТТ особенно подходящим как для высокоточных измерений, так и для защиты одновременно.

Точное измерение постоянного и переменного тока до 100 гармоники и измерение фазового угла является обязательным условием для цифровых подстанций.

Преимущества:

- 1) Класс точности 0,15S/0,2S для измерения и класс 5P/10P на защиту;
- 2) Широкий динамический диапазон;
- 3) Пропускная способность от до 100 гармоники;
- 4) Отсутствие насыщения магнитного сердечника;
- 5) Отличная фазовая точность;
- 6) Цифровой интерфейс и аналоговый выход;
- 7) Более безопасный и экологичный, отсутствие:
 - а) Нет нефти, газа или SF₆;
 - б) Нет опасных вторичных цепей.

Условия работы, такие как электромагнитная обстановка, климат, сейсмическая активность, а также система тех. обслуживания (ТО) и текущего ремонта (ТР), степень информационного обеспечения. Благодаря данным условиям возможно сравнивать различные характеристики РЗиА с технической точки зрения.

Произведя сравнение ЭМЗ и МПЗ, на глаза бросается целый ряд преимуществ МПЗ, это:

- Достаточно малое потребление от первичных измерительных преобразователей;
- Сравнительно малые габариты самого «сердца» панели защит – процессора, выполняющего роль множества отдельных реле;
- Стабильность параметров с течением времени (соответственно меньшие эксплуатационные расходы на проверку и калибровку);
- Высокая сейсмоустойчивость, особенно в сравнении с ЭМЗ;
- Более просты в настройке и наладке, хоть и требуют определенных знаний и навыков;

И напоследок, замена на МПЗ означает установку нового устройства, только сошедшего с завода, не обладающего износом.

Также МПЗ имеет внушительный функционал дополнительных возможностей:

- встроенный осциллограф;
- регистратор аварийных событий;
- различные сервисные функции (появляется возможность интеграции РЗиА в систему телемеханики и АСУ ТП, создания автоматизированного рабочего места и перспектива создания цифровой необслуживаемой подстанции).

Всё это существенно уменьшает необходимое время на разбор аварий и устранения последствий, и на осуществление проверок РЗиА.

Таким образом, микропроцессорные устройства релейной защиты являются действительно прогрессивным направлением развития энергетики.

1.4. Выводы по разделу

1. Произведен анализ объекта и сравнение имеющихся электромеханических устройств защиты и более новых и продвинутых цифровых устройств.
2. Изучена перспектива модернизации не только УРЗиА, но и первичного оборудования, такого как трансформаторы тока.

2 Выбор технических решений для замены электромеханических защит воздушной линии 500 кВ на микропроцессорные

2.1 Технические решения

Для модернизации основной и резервных защит линии выберем терминалы управления и защит компании ООО НПП «ЭКРА», расположенной в городе Чебоксары. Одной из причин выбора именно данной компании является отсутствие иностранного капитала.

Для реализации управления, защиты и автоматики выключателя с пофазным приводом будем применять ШЭ2710 511.

Автоматика управления выключателем (АУВ) реализует:

- 1) команды на отключение и включение;
- 2) функции ФОВ,
- 3) блокировку от многократных включений.

Терминал также реализует УРОВ, ЗНФ, и ЗНФР

Технические параметры указаны в таблице 1

Таблица 1 – Основные технические параметры ШЭ2710 511

Параметр	Уставка
Ток срабатывания реле тока УРОВ, А	$(0,04 \dots 0,4) \cdot I_{НОМ}$
Ток срабатывания реле тока нулевой последовательности, А	$(0,05 \dots 30) \cdot I_{НОМ}$
Задержка на срабатывание УРОВ (по каждой фазе отдельно), с	0,1 ... 0,6

Шкаф типа ШЭ2710 582 предназначен для реализации функций основной защиты ДФЗ при всех видах короткого замыкания и однофазного автоматического повторного включения ОАПВ-1 ВЛ 500 кВ. Защита представляет собой две части высокочастотную и релейную. Релейная основана на микропроцессорном терминале БЭ2704. Высокочастотная часть основана на ВЧ приёмопередатчике типа ПВЗУ-Е.

Высокочастотный приемопередатчик поставляется предприятием-изготовителем отдельно от релейной части шкафа. Монтаж ВЧ аппаратуры в верхней части шкафа должен производиться непосредственно на месте эксплуатации шкафа.

Технические данные шкафа:

Номинальный переменный ток $I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$;

Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$;

Номинальная частота $f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц}$;

Номинальное напряжение оперативного постоянного тока $U_{\text{ПИТ}} = 220 \text{ В}$.

Шкаф создан основываясь на специализированный профиль. Для удобного обслуживания он имеет две двери спереди и сзади. В нижней части расположен терминал типа БЭ2704.

«На передней двери имеется прозрачное окно для контроля работы и неисправности терминала.

На лицевой плите терминала имеются:

- жидкокристаллический символьный дисплей (4x16);
- кнопки управления, с помощью которых обеспечивается управление работой терминала;
- светодиодные индикаторы для сигнализации текущего состояния терминала;
- разъем для связи с ПК» [20, с. 12].

С обратной стороны имеются два разъёма TTL для создания локальной сети связи с помощью дополнительных внешних блоков Д2150, Д2700 (интерфейс RS485).

На передней внутренней плите шкафа установлены:

- переключатель SA5 «ПИТАНИЕ» для подачи напряжения питания $\pm 220 \text{ В}$ на терминал;

- переключатель SA6 - “СОСТОЯНИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 1В и 2В” - резерв,
- испытательные блоки, через которые подключаются входные цепи шкафа от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН).

С обратной стороны «для размножения контактов выходных реле предусмотрены промежуточные реле и ряды наборных зажимов, используемые для подключения шкафа к внешним цепям. В нижней части шкафа установлен помехозащитный фильтр в цепях напряжения питания оперативного постоянного тока «± ЕС». Присоединение шкафа к внешним цепям осуществляется на рядах наборных зажимов, предназначенных для присоединения под винт одного или двух медных проводников сечением до 4 мм² включительно» [20, с. 15].

В шкафу предусмотрены входные и выходные цепи, предназначенные для связи с другими устройствами релейной защиты и автоматики.

Предусмотрены выходные цепи взаимодействия с ВЧ постом:

- оптронные выходы для действия на пуск ВЧ передатчика и на запрет действия АПК при любом пуске ДФЗ;
- предусмотрен пуск ВЧ передатчика при выявлении неисправности терминала, выводе ДФЗ из действия.

«Обеспечивается действие на сигнал «Вызов» при приёме непрерывного ВЧ сигнала, длительность которого превышает 5 сек.

В шкафу предусмотрена следующая внешняя сигнализация:

- о внешних или внутренних нештатных ситуациях (лампа “НЕИСПРАВНОСТЬ”);
- о действии на отключение выключателя от основной защиты (лампа “СРАБАТЫВАНИЕ”);
- лампа “ВЫВОД” (при оперативном выводе из работы ДФЗ, АПК, ОАПВ-1, терминала или любого из переключателей выходных цепей);

- на контрольный выход для проверки работы терминала» [21, с.23]

«В терминале предусмотрена местная сигнализация о действии защиты и ОАПВ, выполненная на двух группах светодиодных индикаторов.

Каждый светодиод может выдавать информацию о сигнале первой и второй группы. В этом случае сигналы каждой группы выдаются в разные интервалы времени, причём сигналы первой группы - постоянным свечением, а сигналы второй - мигающим. При этом на дисплее терминала выдаётся текстовая информация о названии высвечиваемой группы.

При снятии и последующем восстановлении напряжения оперативного постоянного тока состояние указанной выше сигнализации сохраняется.

С помощью кнопки «Съем сигнализации», установленной на двери шкафа, осуществляется оперативный съём светодиодной сигнализации (кратковременным нажатием) или проверка исправности, если длительность нажатия превышает 3 сек» [21, с. 24]. В таблице 2 указаны тех. параметры:

Таблица 2 – Основные технические параметры ШЭ2710 582

Параметр	Уставка
Время действия на отключение, с	0,04
Угол блокировки, град.	40 ... 70
Уставка по I_2 для пуска В	$(0,025 \dots 0,5) \cdot I_{НОМ}$
Уставка по осям X и R характеристик РС I-III ступеней ДЗ, Ом (втор.)	$(1 \dots 500) / I_{НОМ}$
Время срабатывания II-III ступеней ДЗ, с	0,5 ... 15
Уставка срабатывания ПО I-IV ступеней ТНЗНП, А	$(0,05 \dots 30) \cdot I_{НОМ}$
Время срабатывания II-III ступеней ТНЗНП, с	0,5 ... 15
Уставка срабатывания ПО токовой отсечки, А	$(0,35 \dots 30) \cdot I_{НОМ}$
Уставка срабатывания ПО тока УРОВ, А	$(0,04 \dots 0,4) \cdot I_{НОМ}$

Описание шкафа и функций терминала ШЭ2710 521

Шкаф типа ШЭ2710 521 предназначен для резервной защиты и однофазного автоматического повторного включения воздушной линии (ВЛ)

напряжением 330-750 кВ. При использовании сигналов телеускорения шкаф может устанавливаться в качестве второй основной защиты ВЛ. Шкаф содержит трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), междуфазную токовую отсечку (МФО) и реализует все необходимые функции ОАПВ линии. Имеется возможность ускорения работы защит путем взаимодействия с резервными ступенчатыми защитами, установленными на другом конце линии, с использованием высокочастотных сигналов телеотключения и телеускорения (ВЧС). Аппаратно шкаф реализован на базе микропроцессорного терминала БЭ2704У521.

«Номинальный переменный ток $I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$;

Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$;

Номинальное напряжение оперативного постоянного $U_{\text{пит}} = 220 \text{ В}$;

Номинальная частота $f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц}$ » [23, с. 12].

Основные характеристики сведены в таблице 3:

Таблица 3 – Основные технические параметры ШЭ2710 521

Параметр	Уставка
Уставка по осям X и R характеристик РС I-V ступеней ДЗ, Ом	$(1 \dots 500) / I_{\text{НОМ}}$
Время срабатывания I ступени ДЗ, с	0,000 ... 15
Время срабатывания II-V ступеней ДЗ, с	0,05 ... 15
Ток срабатывания реле тока I-V ступеней ТНЗНП, А	$(0,05 \dots 30) \cdot I_{\text{НОМ}}$
Время срабатывания I ступени ТНЗНП, с	0,01 ... 15
Время срабатывания II-V ступеней ТНЗНП, с	0,05 ... 15
Ток срабатывания реле тока отсечки, А	$(0,35 \dots 30) \cdot I_{\text{НОМ}}$

Шкаф резервных защит линии и однофазного автоматического повторного включения выключателей содержит:

- трехступенчатую дистанционную защиту;

- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности;

- многофазную токовую отсечку;

- устройство ОАПВ.

«Шкаф представляет собой металлоконструкцию, созданную на основе специализированного профиля. Для осуществления двухстороннего обслуживания шкаф имеет переднюю и заднюю двери. Внутри шкафа на передней плите установлен терминал защиты типа БЭ2704 V521» [24, с. 16]. На передней двери шкафа установлены:

- указательные реле:

КН1 - “СРАБАТЫВАНИЕ”,

КН2 - “НЕИСПРАВНОСТЬ”,

- лампы сигнализации:

НЛ1 - “ВЫВОД”,

НЛ2 - “НЕИСПРАВНОСТЬ”,

НЛ3 - “СРАБАТЫВАНИЕ”,

НЛ4 - “ОПЕРАТИВНОЕ УСКОРЕНИЕ ВВЕДЕНО”,

- кнопка SB1 - “СЪЕМ СИГНАЛИЗАЦИИ”,

- кнопка SB2 - “ПРОВЕРКА ЛАМП СИГНАЛИЗАЦИИ”,

- оперативные переключатели:

SA1 - “КОМПЛЕКТ”,

SA2 - “ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА”,

SA3 - “ТНЗНП”,

SA4 - “ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА”,

SA5 - “III И IV СТ. ТНЗНП”,

SA6 - “ОПЕРАТИВНОЕ УСКОРЕНИЕ ДЗ”,

SA7 - “ОПЕРАТИВНОЕ УСКОРЕНИЕ ТНЗНП”,

SA8 - “ОАПВ”,

SA10 - “Длительное АУ защит”,

SA11 - “СОСТОЯНИЕ ШКАФОВ” (Резерв),

SA12 - “ОТКЛЮЧЕНИЕ И ПУСК УРОВ Q1”,

SA13 - “ОТКЛЮЧЕНИЕ И ПУСК УРОВ Q2”,

SA14 - “СИГНАЛЫ ВЧТО”,

SA15 - “ВКЛЮЧЕНИЕ Q1”,

SA16 - “ВКЛЮЧЕНИЕ Q2”.

«На передней двери шкафа предусмотрено прозрачное окно для контроля светодиодной сигнализации терминала. На лицевой плите терминала имеются:

- жидкокристаллический символьный дисплей (4x16);
- кнопки управления, с помощью которых обеспечивается управление работой терминала;
- светодиодные индикаторы для сигнализации текущего состояния терминала;
- разъем для связи с ПК» [20, с. 27].

С обратной стороны имеются два разъема TTL для создания локальной сети связи с помощью дополнительных внешних блоков Д2700 (интерфейс RS485)

На передней внутренней плите шкафа также расположены:

- переключатель SA9 «ПИТАНИЕ» для подачи напряжения питания ± 220 В на терминал;
- испытательные блоки, через которые подключаются входные цепи шкафа от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН).

«В шкафу предусмотрены входные цепи, предназначенные для связи с другими устройствами релейной защиты и автоматики» [21, с.19].

- от пофазных реле положения «Отключено» (KQT) выключателей В-1-500 и В-2-500 Азот - Бугульма и ЖГЭС-Азот;
- от реле ускорения РПУ-2 на автоматическое ускорение защит терминала (ОТФ);

- от дополнительно устанавливаемых реле KL8-1 и KL10-1 «Ремонт Q1 и Q2» состояние трёхфазного отключения выключателей В-1-500 и В-2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;

- фиксация цикла ОАПВ3 от 2 комплекта резервных защит (или фиксация цикла ОАПВ2 от 1 комплекта резервных защит);

- вывод или неисправность ОАПВ3 2 комплекта резервных защит (или вывод или неисправность ОАПВ2 1 комплекта резервных защит);

- приём сигналов ВЧС №1 -г- ВЧС №3 от УПК-Ц для ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и от АНКА- АВПА для ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот;

- приём сигналов ВЧС №4- Резерв;

- пуск ОАПВ2- Резерв;

- неисправность оперативного тока- Резерв;

- от УРОВ - Резерв;

- перевод на ОТФ- Резерв.

Дополнительно к стандартному программному обеспечению терминала необходимо дополнить (изменить) входные цепи:

- на вход №19 подключить контакты переключателя SA10 в положении «Работа»;

- на резервный вход №17 подключить контакты переключателя SA14 в положении «Работа»;

- на резервный вход №20 последовательно подключить контакты переключателей выходных цепей SA12 и SA15 в положении «Работа»;

- на резервный вход №21 последовательно подключить контакты переключателей выходных цепей SA13 и SA16 в положении «Работа»;

- на резервный вход №2 последовательно подключить резервные контакты токовых блоков SGI, SG6, SG7 и замкнутых во вставленном положении.

В шкафу предусмотрены выходные цепи, предназначенные для связи с другими устройствами релейной защиты и автоматики:

- цепи включения (выводятся ключом SA15) и отключения (выводятся ключом SA12) В-2- 500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;
- цепи включения (выводятся ключом SA16) и отключения (выводятся ключом SA13) В-2- 500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;
- цепи запрета ТАПВ В-1-500 и В-2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;
- фиксация цикла ОАПВ2 или ОАПВ3 в защиту непереключения фаз В-1-500 и В-2-500 Азот- Бугульма и ЖГЭС-Азот;
- отключение трёх фаз в защиту непереключения фаз В1-500 и В2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;
- фиксация цикла ОАПВ2 во 2 комплект резервной защиты или фиксация цикла ОАПВ3 в 1 комплект резервной защиты;
- пуск УРОВ-500 при отключении фаз ОАПВ2 или ОАПВ3 (выводятся ключом SA12);
- отключение трёх фаз в УРОВ-500;
- фиксация цикла ОАПВ2 или ОАПВ3 в УРОВ-500;
- останов ВЧ передатчика основной защиты;
- вывод или неисправность ОАПВ2 в шкафы основной защиты и 2 комплекта резервной защиты (или вывод или неисправность ОАПВ3 в шкафы основной защиты и 1 комплекта резервной защиты);
- пуск ВЧС №2 «ТУ-МФ с пуском ТАПВ»;
- пуск ВЧС №3 «ТУ-ОФ с пуском ОАПВ»
- на пуск ОАПВ1 основной защиты - Резерв;
- пуск ВЧС №4 «ТУ-ОФ с пуском ОАПВ» - Резерв;
- в два комплекта автоматики шунтирующего реактора (АШР1 и АШР2) - Резерв.

Дополнительно к стандартному программному обеспечению терминала необходимо дополнить (изменить) выходные цепи:

- сконфигурировать на выходное реле X12-K9 сигнал «№ 20 РТ I_o IV ст.» в защиту от непереключения фаз В1-500 и В2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;

- сконфигурировать на выходное реле X10-K16 сигнал «Работа ОАПВ»;
- задействовать выносное реле K7.4 и K8.4
- сконфигурировать на выходное реле X10-K14 сигнал «Пуск АЛАР»

Предусмотренная сигнализация:

- о неисправностях;
- об отключения выключателя от резервных защит;
- ввод опер. ускорения ступенчатых защит);
- лампа вывода опер. вывода защит или автоматики терминала);

Дополнительно к стандартной комплектации шкафа необходимо выполнить (изменить) цепи сигнализации:

- на лампу «ВЫВОД» подключить контакты переключателей SA12 - SA16 в положении «Вывод»;
- отделить цепи табло и звука от +ШС, подключив их на цепи 1723;
- переименовать светодиод № 25 «Неисправность цепей оперативного тока» на «Вывод токовых цепей, вывод выходных цепей».

В терминале две группы местной сигнализации:

I группа (светодиод горит):

1. «Неисправность цепей напряжения»;
2. «I ст. ДЗ на землю»;
3. «I ст. ДЗ»;
4. «II ст. ДЗ»;
5. «III ст. ДЗ»;
6. «I ст. ТНЗНП»;
7. «II ст. ТНЗНП»;
8. «III ст. ТНЗНП»;
9. «IV ст. ТНЗНП»;
10. «Авт. ускорение»;
11. «Опер, ускорение»;
12. «Токовая отсечка»;
13. «Приём ВЧС №1» - приём ВЧС №1 (ТО);

14. «Приём ВЧС №2» - приём ВЧС №2 (ТУ-МФ);
 15. «Приём ВЧС №3» - приём ВЧС №3 (ТУ-ОФ);
- II группа (светодиод мигает):
16. «Фиксация пуска» - появления сигнала фиксации пуска ОАПВ3 (ОАПВ2);
 17. «Отключения ф. А» - действия на отключение фазы А;
 18. «Отключения ф. В» - действия на отключение фазы В;
 19. «Отключения ф. С» - действия на отключение фазы С;
 20. «Отключения трёх фаз» - действия на отключение трёх фаз;
 21. «ОТФ от ОАПВ» - действия на отключение трёх фаз от ОАПВ2 (ОАПВ3);
 22. «ОТФ от КПДУВ» - действия на отключение трёх фаз от устройства контроля погасания дуги или успешности включения;
 23. «ОТФ от ТЗНФ» - действия на отключение трёх фаз от ТЗНФ;
 24. «Фиксация команды включить» - появления сигнала фиксации команды включить;
 25. Светодиод «Выведены токовые цепи, выходные цепи» - о выводе переключателей выходных цепей или снятии рабочих крышек блоков токовых цепей:
 - выведены переключатели SA12 или SA15 выходных цепей выключателя В1;
 - выведены переключатели SA13 или SA16 выходных цепей выключателя В2;
 26. «Включение В1» - действия на включение выключателя В1;
 27. «Включение В2» - действия на включение выключателя В2;
 28. «Действие НПФ в режиме АУ» - самостоятельного действия ИПФ в режиме автоматического ускорения;
 29. «Запрет ТАПВ» - действия на запрет ТАПВ;
 30. «Приём ВЧС №4» - приём ВЧС №4 (ТУ-ОФ).
- Светодиод 25 «Выведены токовые цепи, выходные цепи» отмеченный

Терминал защиты БЭ2704У521

В состав терминала входят семь промежуточных трансформатора тока и шесть промежуточных трансформаторов напряжения. На первые три токовые входа терминала подаются суммы фазных токов выключателей линии, а на последний - ток нулевой последовательности параллельной линии. Токи выключателей подаются через испытательные блоки (БИ). От ТН на терминал через БИ подаются три фазных напряжения U_U и U_Δ . Фазные токи выключателей используются в терминале для реализации функций реле сопротивления ДЗ и реле тока ТНЗНП, РНМНП, БК.

Фазные напряжения используются для реализации функций реле сопротивления, реле U_{min} , реле U_0 , реле напряжения схем ОКПД и ОВУВ..

В шкафах предусмотрена гальваническая развязка устройства с внешними цепями.

Контакты выходных реле терминала и внешние реле коммутируют выходные цепи шкафа и цепи внешней сигнализации.

Напряжение оперативного постоянного тока для питания терминала подаётся с выходов специального помехозащитного фильтра Е2 шкафа.

Дополнительные функции терминала

Терминала также обеспечивает:

- измерение действующих параметров тока и напряжения на линии электропередачи;
- определение расстояния до места повреждения (ОМП);
- непрерывную проверку функционирования и самодиагностику.

В терминале имеется собственный регистратор событий, записывающий до 1024 событий по времени. Точность по времени к регистрируемому событию составляет 0,001 с. При превышении событий 1024, последующие записываются поверх старых, к примеру событие 1025 будет записано поверх первого события. Терминал осциллографирует все входные аналоговые сигналы и дискретные сигналы. «В памяти осциллографа сохраняются последние осциллограммы длительностью от 30 до 60 с при максимальном наборе

осциллографируемых сигналов (10 аналоговых и 48 дискретных сигналов). При уменьшении числа осциллографируемых сигналов это время пропорционально возрастает. Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием ПК и системы мониторинга «EKRASMS» [24, с. 33].

Принцип действия шкафа

Пофазные токи выключателей через специальные блоки (БИ) подаются на клеммы терминала. Три фазных напряжения «звезды» и «разомкнутого треугольника» подключаются через БИ. Напряжение опертока заводится в шкаф от отдельного автомата. Для микропроцессорных терминалов установлены высокие требования по качеству электроэнергии, и для повышения показателей на входе питания терминала установлен специальный фильтр. Питание подведено непосредственно на фильтр, а с его выхода на клеммы шкафа. Это сделано для того чтобы повысить показатели качества электроэнергии, а именно подавить помехи высокой частоты, присутствующие в цепях оперативного постоянного тока из-за тиристорных выпрямительных установок. Различные сигналы через клеммы клеммного ряда и клеммы шкафа подаются на терминал, через эти цепи можно произвести проверку устройства, предварительно отключив терминал от внешних цепей. Предусмотрена функция длительного АУ с помощью оперативного переключателя SA10. Воздействие на выключатели осуществляется подачей напряжения на выходные реле терминала и, если необходимо через промежуточные рел. Сигнализация шкафа о неисправностях или работе выполнена на указательных реле и лампах.

Взаимодействие шкафов ШЭ2710 521-1, ШЭ2710 521-2

В качестве основной защиты ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот предусматривается использовать ДФЗ выполненную на базе микропроцессорного терминала серии БЭ2704У582, в качестве 1 комплекта резервных защит ВЛ предусматривается использовать шкаф ШЭ2710 521-1 с

ОАПВ (ОАПВ2), а в качестве 2 комплекта резервных защит ВЛ шкаф ШЭ2710 521-2 с ОАПВ (ОАПВ3). Вывод одного из устройств не приводит к работе линии без ОАПВ. Шкаф ШЭ2710 521-1 при срабатывании быстродействующих ступеней (I ступень ДЗ и I ступень ТНЗНП) действует на отключение через свой ОАПВ (ОАПВ2). Шкаф ШЭ2710 521-2 при срабатывании быстродействующих ступеней (I ступень ДЗ и I ступень ТНЗНП без выдержек времени) действует на отключение через свой ОАПВ (ОАПВ3). Вывод устройств ОАПВ приводит к работе каждого шкафа на ОТФ. Логика работы и программы для терминалов в шкафах ШЭ2710 521-1 и ШЭ2710 521-2 выполнены одинаковыми, но с помощью программных накладок для этих шкафов выбираются разные режимы работы.

Организация локальной связи МП терминалов:

Предусматривается объединение вновь вводимых шкафов ШЭ2710 521-1, ШЭ2710 521-2 ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот в локальную сеть АРМ РЗА с выходом на ПК РЗА. Для этого предусмотрена последовательная связь шкафов, с выходов терминалов TTL-2 с датчиками Д2150, на блок преобразования сигналов типа Д214, установленный в кабинете релейного персонала на ГЩУ, интерфейсом RS-485.

Блок Д214 осуществляет двунаправленное преобразование сигналов двухпроводного интерфейса RS485 в сигналы интерфейса RS232 подключения ПК АРМ РЗА. Питание датчика Д214 осуществляется от существующей сети -220В кабинета РЗА.

Связь АРМ РЗА осуществляется кабелем «витая пара» типа STP4-24AWG и опрессовывается разъёмами RJ-45 на датчиках Д2150 и Д214. В случае замены заводом-изготовителем выходных датчиков Д2150 на датчики Д2700 подключение на них осуществляется под винт.

Персоналу РЗА предоставляется полный информационный доступ к чтению и изменения уставок и параметров защит программным комплексом ЕКРАSMS, поставляемым с терминалами защит на русском языке.

Взаимодействие МП защит с подстанционными УРЗА

Для поэтапного внедрения цифровых терминалов, возможно дополнить панели автоматики управления выключателями В-1-500 и В-2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот пофазными реле положения «Отключено» РП01(а, в, с) и сопротивлениями R19(а, в, с).

Установка реле:

- на панелях ГЩУ №92, 94 автоматики управления выключателями Азот-Бугульма;

- на панелях ГЩУ №111, 113 автоматики управления выключателями ЖГЭС-Азот.

На ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот выводится из работы ЭМ комплекты ОАПВ-503, но остаётся в работе ЭМ комплекты ТАПВ выключателей. Цепи взаимодействия автоматики выключателей с ЭМ ОАПВ панелей ГЩУ №93, 112 АПВ-503 исключаются. Отключение выключателей линий от 2-й группы выходных реле панелей ГЩУ №97, 109 «Ускорения ЭМ защит» выводятся из работы - в резерв.

Ввод/вывод на включение/отключение выключателей от шкафов МП защит проектируется через переключатели.

Отключение выключателей от существующих ЭМ УРЗА УРОВ-500 кВ, АЛАР, АОПН, ДЗОШ-1-500 кВ, ДЗОШ-П-500 кВ, защит АТ-1 и АТГ-2 остаётся без изменения.

Действие основной ЭМ ВЧ защиты линий ДФЗ-503 на отключение выключателей при поэтапной модернизации предусматривается через логику ОАПВ МП шкафов резервных защит линий ШЭ2710 521-1, ШЭ2710 521-2.

Цепи ввода/вывода запрета ТАПВ выключателей от МП шкафов проектируются без переключателей.

Из существующих исполнительных схем выводится из работы ЭМ токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП), кроме цепей защиты от неполнофазного режима. Контроль IV ст. защиты от замыкания на землю в ЗНФР проектируется от 1 и 2 комплектов резервных защит шкафов ШЭ2710 521.

Панели дистанционных защит линий ДЗ-503 №96, 108 выводятся из работы - в резерв.

В цепях ЭМ автоматики ускорения защит ВЛ-500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС- Азот исключаются цепи ЭМ ОАПВ типа АПВ-503 и цепи контактов и обмоток реле 2 - выходной группы ЭМ защит.

В цепях пуска УРОВ-500 кВ исключается действие реле ЭМ ОАПВ типа АПВ-503 и реле 2Ж группы выходных реле. Взамен выведенных цепей используются выходные цепи МП шкафов ШЭ2710 521-1, ШЭ2710 521-2 на пофазный и трехфазный пуск УРОВ-500 кВ. Цепи пуска УРОВ- 500 кВ от шкафов МП защит ВЛ-500 проектируются через переключатели. Существующие выходные цепи УРОВ-500 не изменяются.

Цепи существующих АНКА-АВПА и УПК-Ц не изменяются, за исключением вывода в резерв выходных цепей телеускорения ЭМ защит.

Охрана труда и техника безопасности

Охрана труда и техника безопасности в строительстве и при эксплуатации обеспечены принятием проектных решений в соответствии с СНиП 12.03.2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12.04.2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Все электротехнические работы должны выполняться, при строгом соблюдении действующих "Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок".

Охрана окружающей среды

Новое оборудование не вызывает загрязнения окружающей среды, а именно:

- не выделяют загрязняющие вещества в атмосферу;
- не требуют потребления природных вод и не являются источником сточных вод;
- не являются источником отходов производства;

- не создают шумовых эффектов.

Выполнение дополнительных природоохранных мероприятий и работ при эксплуатации ПС после проведения реконструкции в данной диссертации не предусмотрено.

Незначительное загрязнение атмосферного воздуха будет наблюдаться в период проведения строительно-монтажных работ.

Расчет возможного выброса в атмосферу загрязняющих веществ не проводился.

На основании произведенной оценки воздействия на окружающую среду в процессе перевооружения и эксплуатации можно сделать вывод, что рассматриваемый объект не представляет угрозы для здоровья населения.

2.2 Резервные защиты

Главная схема ПС 500 кВ Азот, в части ОРУ-500 кВ, представляет:

1СШ 500 кВ и 2СШ 500 кВ с подключёнными, через разъединители, автотрансформаторами АТ-1 (250МВА) и АТГ-2 (3х267МВА) соответственно;

ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот подключаются двумя выключателями, к системам шин;

трансформаторы напряжения ТН-500 Азот-Бугульма и ТН-500 ЖГЭС-Азот установлены на линиях;

у автотрансформатора АТГ-2 предусмотрена схема перевода на резервную фазу.

Проектные решения разрабатываются исходя из возможности сопряжения МП защит и автоматики ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма, ЖГЭС-Азот с существующим электромеханическими УРЗА ПС 500 кВ Азот.

Проектные решения не изменяют принципиальные схемы автоматики и защит ВЛ-500 кВ Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот в части:

автоматики управления выключателями В-1-500 и В-2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот;

цепей ФОЛ, ФОВ (в проекте используются резервные контакты);

цепей измерения и учёта ПС 500 кВ Азот;

УРОВ 500 кВ, за исключением пусковых цепей от МП защит;

автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН) и автоматики ликвидации асинхронных режимов (АЛАР) ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма;

защиты от непереключения фаз (ЗНФ);

ПА на базе АНКА-АВПА ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот, на базе УПК-Ц ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот, кроме телеускорения.

Проектируемые МП устройства ШЭ2710 521 1 и 2 комплекта ступенчатых защит с ОАПВ на каждую ВЛ (дистанционная и токовая направленная защита нулевой последовательности с передачей-приёмом разрешающих ВЧС), соответствуют Нормам технологического проектирования.

Структуру выполнения МП защит на ВЛ 500 кВ устройств РЗА НПП «ЭКРА» (Серия ШЭ2710) необходимо выполнять ОАПВ в четырех МП шкафах защит ВЛ: ОАПВ-2 (ШЭ2710 521-1), ОАПВ-3 (ШЭ2710 521-2) на ВЛ 500 кВ Азот- Бугульма и ОАПВ-2 (ШЭ2710 521-1), ОАПВ-3 (ШЭ2710 521-2) на ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот соответственно.

Размещение МП шкафов ШЭ2710 (521-1, 521-2) проектируется на ГЩУ на освобождаемых местах в рядах ЭМ релейных панелей.

Крепление шкафа болтами к закладной металлоконструкции пола не обеспечивает надёжного заземления. Поэтому заземление шкафа необходимо выполнить соединением шинки заземления в шкафу с существующим контуром многожильным медным проводником 16 мм².

Кабельные связи прокладываются по существующим кабельным каналам и лоткам.

Кабели с металлическими оболочками или броней, а также кабельные конструкции, в которых прокладываются кабели, должны быть заземлены в

соответствии с требованиями ПУЭ и рекомендациями завода-изготовителя шкафов ШЭ2710.

Применяемые МП устройства соответствуют «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.34.310-97). Кроме этого они проходят полные заводские испытания и должны быть налажены и опробованы на месте установки с учётом внешних связей и выставленными уставками.

Цепи тока и напряжения

Токовые цепи МП терминалов защит ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот проектируется подключить в существующую схему распределения защит и измерений по трансформаторам тока.

Токовые цепи кернов учёта и измерения, ДЗОШ-1-500 кВ и ДЗОШ-П-500 кВ не изменяются.

Токовые цепи ОАПВ-503, ДЗ-503, ЭМ ТНЗНП и токовой отсечки выводятся из работы в резерв.

Оперативные токовые блоки ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот остаются в работе без изменения. Проектируется подключить токовые цепи 1 комплекта резервных защит ШЭ2710 521-1 взамен АПВ-503, 2 комплекта резервных защит ШЭ2710 521-2 взамен ДЗ-503 и ЭМ ТНЗНП.

Запроектировано проложить новые кабели токовых цепей от ящиков зажимов ТТ-1В и ТТ- 2В ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот до шкафов РЗ-1 ШЭ2710 521-1. Поэтому для оперативного вывода/ввода токовых цепей ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС- Азот в проектируемых МП защитах РЗ-1 ШЭ2710 521-1 необходимо использовать токовые блоки этих шкафов.

Шкафы ШЭ2710 521-1 и ШЭ2710 521-2 подключаются через испытательные блоки SG6 в токовые цепи выключателя В-2-500 Азот-Бугульма и В-2-500 ЖГЭС-Азот, а через испытательные блоки SG7 в токовые цепи выключателя В-1-500 Азот-Бугульма и В-1-500 ЖГЭС-Азот. Сумма фазных токов

выключателей линии подаётся в терминал через испытательный токовый блок SG1.

Промежуточные трансформаторы тока терминала для подключения тока нулевой последовательности параллельной линии (SG5) и токовых цепей реактора (SG2) в данном проекте не используются.

Токовые цепи ДФЗ-503, УРОВ-500, АЛАР, АПН и УРОВ АПН не изменяются. Схемы предоставлены в документе П5000585-ВЭНС 006.11-ЭВ-Т1-РЗА1 и П5000585-ВЭНС 006.11-ЭВ-Т1-РЗА2 «Схема размещения защит по трансформаторам тока» соответственно для каждой ВЛ.

Целесообразность полноценной реконструкции токовых цепей предусматривается при замене трансформаторов тока в ячейках 500 кВ проектируемых по другому титулу.

Цепи напряжения МП терминалов защит ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и ВЛ 500 кВ ЖГЭС- Азот проектируется подключить в существующую схему распределения защит и измерений по трансформаторам напряжения контрольным кабелем на п. № 97 для ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и на п. № 109 для ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот.

Оперативный ток.

Питание $\pm 220\text{В}$ проектируемых МП шкафов осуществляется от существующих панелей управления № 4 для ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и № 5 для ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот. Распределение резервных автоматических выключателей типа АП-50Б 2МТ $I_{НОМ}=2,5\text{А}$ $I_{отс}=3,5\text{А}$ ном следующее для обеих линий:

- SF3 - опер, ток ШЭ2710 521-1;
- SF4 - опер, ток ШЭ2710 521-2;

Питание ЭМ ОАПВ-503 выводится из работы испытательными блоками БИ-4 и БИ-5 на п. № 93 для ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма и испытательными блоками БИ-4 и БИ-5 на п. № 112 для ВЛ 500 кВ ЖГЭС-Азот.

ТАПВ выключателей В1-500 и В2-500 Азот-Бугульма и ЖГЭС-Азот остаётся в работе.

Принцип действия защит

Дистанционная защита выполнена на основе реле РС (реле сопротивления) имеющей характеристику срабатывания.

Форма характеристики срабатывания защиты складывалась на протяжении многих лет. На рисунке 5 представлен обзор различных характеристик. Существует большое разнообразие различных характеристик по отношению к различным брендам и поколениям. Первоначально характеристикой был круг, расположенный в начале координат. Недостатком такой формы является то, что реле становится ненаправленным. Кроме того, эта характеристика обладает высокой чувствительностью к колебаниям мощности и нагрузки из-за большой площади, покрываемой кругом импеданса. Чтобы избежать этих проблем, круг был уменьшен в размерах, и его начало переместилось в первый квадрант плоскости импеданса, ведущей к направленному реле. На самом деле в случае сверхдлинных линий электропередачи также охват такого реле может быть слишком большим в резистивном направлении, что приводит к нарушению нагрузки. Поэтому площадь, покрываемая зоной отключения, была уменьшена, и таким образом была введена характеристика эллипса.

При сравнении напряжения и тока в амплитудном компараторе можно получить окружность, расположенную в начале RX-характеристике. При сравнении одних и тех же сигналов в компараторе получается прямая линия, проходящая через начало координат. Модулируя входы компаратора, эти круги и линии можно перемещать в RX-характеристике. Кроме того, путем добавления линий круговые формы могут быть ограничены, что приводит к таким формам, как характеристика круг-четыреугольник на рисунок 5 (г). Они также были использованы для разработки простых четырехугольных характеристик (д), как, например, характеристика, где все зоны имеют одинаковый резистивный охват.

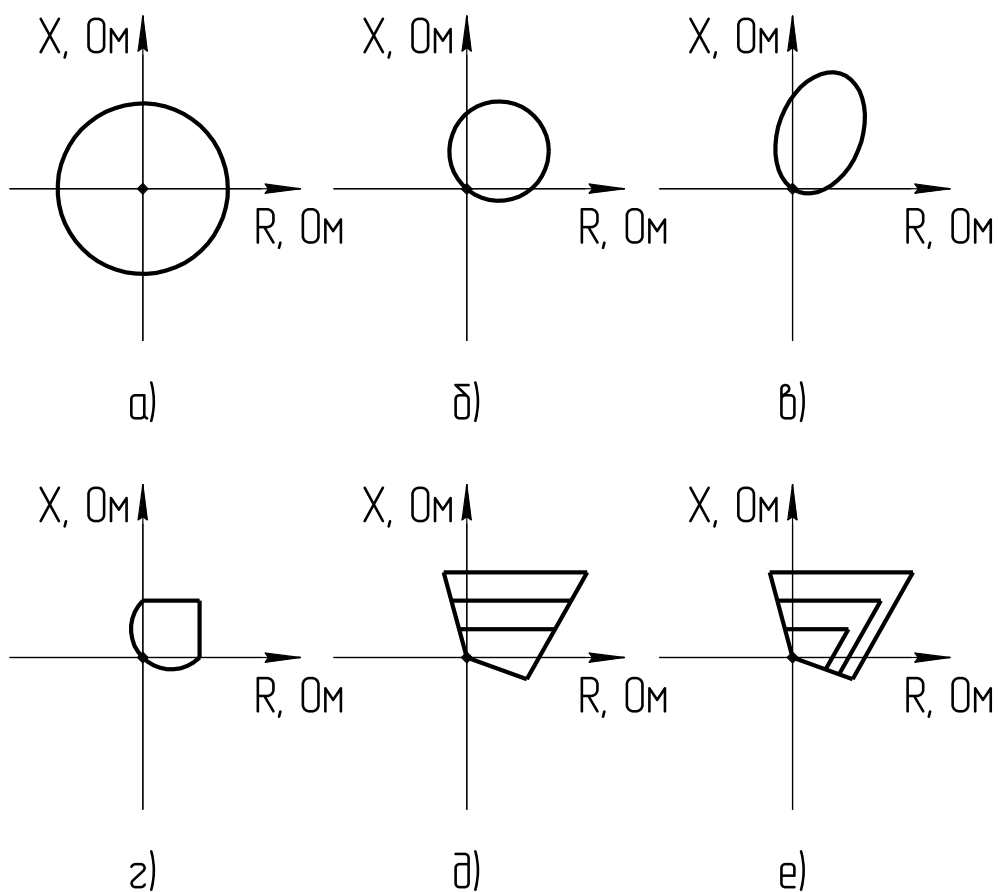


Рисунок 5 – Характеристики дистанционной защиты

Уставки круговых характеристик довольно ограничены. Обычно устав-ка в резистивном и реактивном направлении не может быть установлена независимо. Следовательно, для коротких и длинных линий при различных режимах могут возникать случаи, когда чувствительность ДЗ будет недоста-точной для устранения неисправностей или же наоборот будет работать лож-но при нормальном режиме. Для четырехугольных характеристик достигае-мость в резистивном и реактивном направлении обычно может быть уста-новлена независимо.

Общая классификация может быть сделана между различными форма-ми зоны действия и различными типами реле. Электромеханические реле обычно имеют круглую форму. Например, реле ASEA RYZKC, основанное на характеристике, а), б). Твердотельные реле имеют комбинацию круговой и четырехугольной характеристик г) или простую четырехугольную характе-

ристку д). Примерами могут служить реле ASEA RAZOA, имеющее форму круга-четырёхугольника, или реле SIEMENS 7SL24 с четырёхугольной постоянной резистивной характеристикой досягаемости. Числовые реле обычно имеют четырёхугольную характеристику е), где уставка может быть установлена независимо в резистивном и реактивном направлениях. Примером может служить группа реле ABB REL 5xx.

Типы дистанционных реле

Дистанционная защита обычно делится на две группы: переключаемая схема и полная схема. Переключаемые реле имеют только один измерительный блок. Неисправность обнаруживается пусковыми элементами, а правильные входные сигналы относительно типа неисправности для измерительного элемента определяются пусковыми элементами и математическими логическими блоками. Кроме того, таймеры используются для того, чтобы решить, какая зона действия (ступень) должна быть применена. Когда кажущийся импеданс, наблюдаемый измерительным элементом, находится в пределах (предварительно установленного порога для) активной зоны отключения, и направленный элемент видит неисправность, посылается сигнал отключения. Примерами переключаемых дистанционных реле являются реле Siemens 7SL24 и реле ASEA RAZOA.

Полная схема реле имеет измерительные элементы для каждой фазы и каждой зоны срабатывания. Существуют элементы как для межфазных замыканий, так и для межфазных замыканий на землю. Следовательно, стартовые элементы не требуются. Каждый измерительный элемент работает независимо, и поэтому реле полной схемы по своей сути являются резервными. Во время работы никакого переключения не происходит, и работа происходит быстрее, чем для коммутируемых реле. Особенно это касается электромеханических устройств. Примерами полной схемы дистанционных реле являются реле, входящие в группу REL 5xx.

Реле, подобные реле ASEA RYZKC, имеют промежуточный характер и могут рассматриваться либо как модифицированная коммутируемая схема, либо как упрощенное реле полной схемы.

Электромеханические реле основаны на конденсаторах, индуктивностях и механических компонентах. Твердотельные реле используют транзисторы и в некоторых случаях цифровые схемы, тогда как числовые реле основаны на микрокомпьютерах, выполняющих вычисления. На рисунке 6 показана блок-схема типичного числового реле.

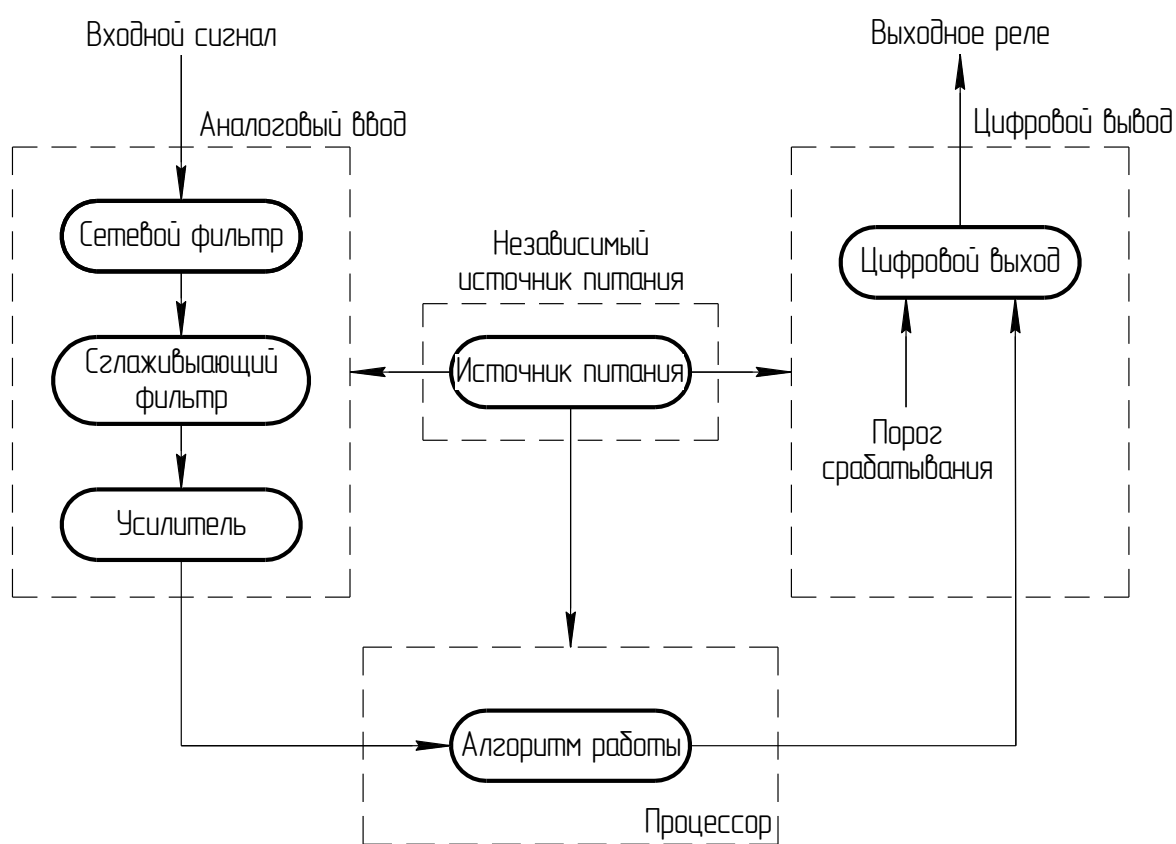


Рисунок 6 – Структурная схема числового реле

Логическая схема ДЗ принимает сигналы от РС I-III ступеней от междуфазных КЗ, дополнительного РС со смещенной характеристикой срабатывания, РС I ступени от однофазных КЗ на землю, пофазных блокирующих реле тока, чувствительного и грубого реле тока БК, БНН, реле тока БНН, трех реле минимального напряжения, фиксации цикла отключения одной фазы от схемы ОАПВ, переключателя ввода оперативного ускорения ДЗ. Для

предотвращения неправильного действия ДЗ в неполнофазных режимах работы (в цикле ОАПВ или при отключении ВЛ) предусмотрена возможность вывода РС ступеней, связанных отключенной фазой. С помощью программной накладки может быть задан вывод РС, избираемых реле тока, работающих на токи фаз выключателей и фиксирующих наличие/отсутствие тока в отключенной фазе. Дополнительно, с использованием программной накладки, этот вывод может быть разрешен только в цикле ОАПВ. С помощью логических элементов для каждой из ступеней ДЗ осуществляется объединение сигналов срабатывания РС, включенных на фазные токи и напряжения или на разности фазных токов и междуфазные напряжения. Предусмотрена работа всех РС «по памяти» при близких трехфазных КЗ, когда все напряжения на входе РС близки к нулю. Для определения направленности РС при этом в течение времени не менее 0,06 сек. используются напряжения предаварийного режима. С использованием программной накладки имеется возможность подхвата действия «по памяти» РС I ступени от междуфазных КЗ дополнительным РС со смещенной характеристикой срабатывания (с охватом начала координат). Сигналы срабатывания РС I ступени от междуфазных и однофазных КЗ объединяются, причем действие РС от однофазных КЗ может быть заблокировано с помощью программной накладки. Ступени ДЗ выводятся из работы при неисправностях в цепях напряжения, например, при обрывах этих цепей.

Работа пофазной БНН основана на сравнении пофазных U_{γ} с напряжением «разомкнутого треугольника», того же стержня магнитопровода измерительного ТН, соответственно. Выходные сигналы пофазных устройств блокировки объединены по логической схеме, образуя общий выход ПО БНН. Для контроля исчезновения любого из фазных напряжений, например, при отключении автоматов в цепях ТН, используются три реле минимального напряжения. В связи с тем, что на ВЛ 330...750 кВ измерительный трансформатор напряжения установлен на линии, для исключения ложного срабатывания БНН при отключении линии выходной сигнал для каждой фазы бло-

кируется пофазными сигналами реле положения отключено выключателей. Близкие КЗ на землю могут быть также причиной действия БНН. Сигнал срабатывания БНН или любого из фазных реле минимального напряжения с выдержкой времени 5 с. выдается в цепи сигнализации. Блокирование работы ступеней ДЗ при срабатывании БНН может быть введено с использованием программной накладки.

Все ступени ДЗ контролируются БК, исключаяющей ложную работу защиты при качаниях или в режиме асинхронного хода. При коротких замыканиях БК вводит защиту в действие на время, достаточное для ее срабатывания и, если срабатывания не происходит, блокирует ее. В качестве пусковых органов БК используются чувствительное и грубое реле тока, причем грубое реле предназначено для обеспечения возможности повторного пуска быстродействующих ступеней при переходе внешних коротких замыканий во внутренние или при наличии предшествующей коммутации нагрузки, вызвавшей срабатывание чувствительного органа. Эти реле чувствуют ток как прямой, так и обратной последовательности, обеспечивая работу ДЗ при любых КЗ. Срабатывание БК обеспечивает:

- ввод в действие быстродействующих ступеней на заданное время с последующим выводом;
- ввод в действие медленнодействующих ступеней на заданное время с последующим возвратом схемы БК в исходное состояние;
- возможность блокирования быстродействующих ступеней при качаниях, если в течение заданного времени после срабатывания РС II ступени не происходит пуска БК;
- возможность вывода из действия быстродействующих ступеней при асинхронном ходе, когда периодически срабатывает и возвращается РС II ступени, а время между возвратом и последующим срабатыванием РС не превышает заданного времени.

Быстродействующими являются ступени, задержка на срабатывания, которых не превышает периода качаний. При первом срабатывании пуско-

вых органов схемой БК выдается сигнал «БКб», разрешающий прохождение сигналов срабатывания от РС быстродействующих ступеней, и аналогичный сигнал «БКм» – для медленнодействующих ступеней. По окончании выдержки времени повторный ввод в работу быстродействующих ступеней в течение времени ввода медленнодействующих ступеней может быть разрешен только при срабатывании грубого реле тока БК. Время повторного ввода быстродействующих ступеней задается выдержкой времени. После отработки выдержки времени схема БК возвращается в исходное состояние. С использованием программной накладкой предусмотрена возможность дополнительного контроля цепи пуска БК от сигналов срабатывания РС всех ступеней. Это позволяет исключить возможные пуски БК от резкого изменения нагрузки или удаленных КЗ. Если качания возникают без предшествующей аварии (при загрузке линии, близкой к пределу передаваемой мощности), возможно срабатывание РС II ступени без пуска БК. Для предотвращения ложного действия защиты на отключение при последующих возможных удаленных КЗ или переключениях имеется возможность заблокировать ввод быстродействующих ступеней от БК, если срабатывание пусковых органов не происходит в течение времени после срабатывания РС II ступени. Указанная блокировка снимается при возврате РС II ступени. При развитии качаний, переходящих в асинхронный ход, возможно возникновение кратковременных периодических срабатываний РС II ступени. С помощью программной накладки блокировка ввода быстродействующих ступеней от БК может быть продлена на все время, пока интервалы между повторными возвратами и срабатываниями РС II ступени будут меньше выдержки времени. Возврат БК в исходное состояние происходит после ликвидации асинхронного хода. Если после срабатывания БК в течение времени выдачи сигнала «БКб» происходит срабатывание РС I ступени, то осуществляется его подхват сигналом срабатывания РС. Для РС II ступени аналогичный подхват осуществляется от дополнительного РС со смещенной характеристикой срабатывания. Подхват сигнала «БКм» выполняется при срабатывании любого РС.

В цепи логики резервной защиты схемой ДЗ выдаются сигналы срабатывания:

- РС дополнительной ступени ДЗ со смещенной характеристикой срабатывания (в цепь АУ);
- РС I ступени с контролем сигналом «БКм» (в цепи АУ и отключения трех фаз в цикле ОАПВ);
- I ступени (с задержкой на срабатывание);
- быстродействующей (с задержкой на срабатывание) и медленнодействующей II ступени;
- РС II ступени с контролем сигналом «БКм» (в цепи АУ и отключения трех фаз в цикле ОАПВ);
- II ступени с оперативным ускорением (с задержкой на срабатывание);
- РС I ступени или РС дополнительной ступени с контролем сигналом «БКб» и РС II ступени с сигналом срабатывания ИПФ с регулируемым коэффициентом компенсации тока нулевой последовательности (в цепи контроля приема ВЧС №2-4);
- III ступени (с задержкой на срабатывание).

Ввод оперативного ускорения ДЗ осуществляется с помощью переключателя.

Токовая направленная защита нулевой последовательности

Логика ТНЗНП основана на РТ I-IV ступеней, разрешающего и блокирующего реле направления мощности нулевой последовательности, фиксации цикла отключения от схем ОАПВ2 или ОАПВ3, переключателей ввода оперативного ускорения ТНЗНП и ускорения от параллельной линии, блокирующего РНМНП защиты параллельной линии, ввода АУ при включении выключателей Q1, Q2. РТ действует на ток нулевой последовательности, рассчитываемый по фазным токам. РНМ основано на сравнении угла между векторами напряжения и тока, а также величины этих векторов. Вектор напряжения нулевой последовательности рассчитывается суммированием векторов напряжений «разомкнутого треугольника». «Разрешающее РНМНП срабаты-

вает при КЗ на линии (направление мощности нулевой последовательности от линии к шинам), а блокирующее при КЗ «за спиной» (направление мощности нулевой последовательности от шин в линию)» [11, с. 13]. Ступени ТНЗНП, с помощью программных накладок, могут работать как направленные, так и ненаправленные. Направленность I ступени ТНЗНП контролируется только разрешающим РНМНП, а II-IV ступеней - разрешающим и блокирующим РНМНП. В последнем случае действие ступени выполняется при срабатывании разрешающего или несрабатывании блокирующего реле. Способ контроля направленности II и III ступеней определяется общей программной накладкой, а IV ступени - другой. Предусмотрен автоматический вывод направленности программными накладками.

В цепи логики резервной защиты схемой ТНЗНП выдаются сигналы срабатывания:

- I-IV ступеней (с задержками на срабатывание соответственно);
- III ступени с оперативным ускорением (с задержкой на срабатывание);
- разрешающего РНМНП и дополнительно реле тока III ступени в цепь приема ВЧС №3-4;
- реле тока III или IV ступеней в цепь приема ВЧС №2;
- реле тока III ступени с отстройкой от БТНТ в цепь АУ защиты.

Оперативное ускорение III ступени ТНЗНП вводится переключателем.

Многофазная токовая отсечка

Логическая схема МФО принимает сигналы от трех фазных реле тока, фиксации цикла отключения одной фазы от схемы ОАПВ и ввода АУ при включении выключателей Q1, Q2. Реле тока МФО реагируют на фазные токи. В нормальном режиме токовая отсечка функционирует как междуфазная по мажоритарной схеме «два из трех», т.е. для срабатывания отсечки необходимо срабатывание двух любых фазных реле тока. В цикле ОАПВ и на время ввода автоматического ускорения МФО автоматически переключается на логическую схему для фазных реле тока, т.е. срабатывание любого реле тока

приводит к срабатыванию отсечки. Тем самым обеспечивается возможность срабатывания в неполнофазном режиме при включении выключателя и во время цикла ОАПВ. Последнее особенно важно, так как в цикле ОАПВ междуфазные реле сопротивления ДЗ могут не реагировать на КЗ на землю оставшихся в работе фаз, а ДФЗ также может отказать из-за повреждения высокочастотного канала. С использованием программной накладки ТО может быть введена постоянно или на время включения выключателя (время автоматического ускорения защит).

Устройство ОАПВ

Принцип действия ОАПВ основан на пуске устройства от срабатывания защит, выборе поврежденной фазы избирательными органами – тремя фазными реле сопротивления, и ее автоматическое повторное включение в случае погасания дуги и трехфазное отключение в случаях неуспешного включения или устойчивого короткого замыкания. Возможно выполнение ОАПВ с расчетной паузой.

Схема ОАПВ содержит следующие устройства и измерительные органы:

- избиратели поврежденной фазы ИПФ, состоящие из трех пар ИО сопротивления $Z_{ИПФ}$, $Z_{ИПФК}$, включенных на соответствующее фазное напряжение и фазный ток с компенсацией тока нулевой последовательности $3I_0$, объединенных логической схемой;

- реле тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением от одного из фазных токов и реле напряжения нулевой последовательности (РННП), предназначенные для определения вида повреждения;

- блокирующее реле тока (БТ), реагирующее на один из трех модулей фазных токов, предназначенный для блокирования действия РТНП и РННП;

- реле тока обратной последовательности (РТОП), предназначенное для пуска ОАПВ и ввода на самостоятельное действие НПФ отключившейся фазы;

- три реле тока $PT_{\text{выкл } A}$, $PT_{\text{выкл } B}$, $PT_{\text{выкл } C}$, реагирующие на фазные токи выключателя и предназначенные для блокирования соответствующих НПФ, а также вывода РС дистанционной защиты, связанных с поврежденной фазой;

- орган контроля погасания дуги (ОКПД), предназначенный для определения момента погасания дуги и разрешения включения фазы с одного конца линии;

- орган выявления успешности включения (ОВУВ), предназначенный для контроля включения фазы второго конца линии;

- реле тока, реагирующий на отношение модулей токов не отключенных фаз, предназначенный для токовой защиты неповрежденных фаз линии от однофазных коротких замыканий в цикле ОАПВ (ТЗНФ).

Выходные сигналы реле сопротивления каждого НПФ блокируются при возврате реле тока ($PT_{\text{выкл}}$), реагирующего на соответствующий фазный ток выключателя линии.

В устройстве предусмотрено быстродействующее РТНП с торможением от одного из фазных токов, предназначенный, совместно с РННП, для определения однофазных КЗ. При срабатывании РТНП, по схеме И с выходом РННП, блокируется действие устройства ОАПВ на отключение трех фаз выключателя.

«Ограничение области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП и РННП производится блокирующим реле максимального тока БТ, реагирующим на величину одного из фазных токов, значение, которого является средним между максимальным и минимальным значениями тока в остальных двух фазах. Срабатывание БТ блокирует выходные сигналы РТНП и РННП при многофазных КЗ» [23, с. 43].

Орган контроля погасания дуги имеет четыре канала, причем два из них (первый и второй - первая пара) предназначены для линии с шунтирующими реакторами, а два других (третий и четвертый - вторая пара) - для ли-

нии без шунтирующих реакторов. Предусмотрена возможность вывода из действия любой из указанных пар каналов.

Первый канал содержит реле напряжения, включенное на компенсированное на середину линии напряжение отключенной фазы. Такое включение обеспечивает отстройку от влияния продольной э.д.с. при замыкании в любой точке поврежденной фазы при максимальных токах качаний.

Второй канал содержит реле, реагирующее на сигнал напряжения с частотой ниже номинальной. Составляющие напряжения с частотой ниже номинальной обусловлены обменом энергии между емкостью отключившейся фазы ВЛ и индуктивностью шунтирующих реакторов и появляются после погасания дуги. Низкочастотные составляющие выделяются из напряжения отключенной фазы специальным частотным фильтром с частотой среза 47,5 Гц.

Третий канал содержит чувствительное реле напряжения, компенсированное (на середину линии) напряжение отключенной фазы, производится только при несрабатывании дополнительного реле последовательности.

Четвертый канал содержит реле сдвига фаз (РСФ), реагирующее компенсированным напряжением отключенной фазы и током нулевой последовательности. Действие канала происходит только при одновременном срабатывании РСФ, реле напряжения и реле тока третьего канала.

Уставка по сопротивлению компенсации фазного напряжения током нулевой последовательности определяется автоматически по удельным параметрам нулевой последовательности ВЛ и её длине.

Орган выявления успешности включения (ОВУВ) содержит реле напряжения, включенные на компенсированное (на середину линии) напряжение отключенной фазы. Предусмотрена возможность блокирования действия канала ОВУВ от реле напряжения, включенного на компенсированное на противоположный конец линии напряжение нулевой последовательности. Упомянутая блокировка необходима для ВЛ с высокой степенью поперечной компенсации емкости линии.

Уставка по сопротивлению компенсации напряжения нулевой последовательности током нулевой последовательности определяется автоматически по удельным параметрам ВЛ и её длине.

Токовая защита не отключенных в цикле ОАПВ фаз действует при КЗ на отключение трех фаз выключателя с контролем срабатывания от ИПФ.

Пуск ОАПВ и фиксация пуска осуществляются логической схемой в результате первого срабатывания быстродействующих ступеней резервной защиты линии с задержкой 0,02 с, а при одновременном срабатывании какого-либо измерительного органа, контролирующего пуск ОАПВ, без дополнительной задержки. Пуск ОАПВ при приеме ВЧС №3, №4 выполняется с дополнительным контролем срабатывания ступенями резервной защиты.

Возврат устройства в исходное состояние (сброс фиксации пуска) происходит с задержкой 0,2 с по фактам:

- либо включения выключателя и отсутствия несимметрии;
- либо отключения трех фаз;
- либо принужденно, с задержкой (0,5 - 5) с.

«Устройство ОАПВ, совместно с устройствами релейной защиты, обеспечивает:

- при неустойчивых однофазных КЗ - отключение только поврежденной фазы и ее автоматическое повторное включение с заранее заданным порядком по концам линии;

- при устойчивых однофазных КЗ - отключение первоначально поврежденной фазы и с задержкой - отключение неповрежденных фаз;

- при всех видах многофазных КЗ, в том числе при переходе однофазных КЗ в междуфазные КЗ с «землей» или возникновении повреждений на неотключенных фазах линии -отключение трех фаз;

- при неуспешных ОАПВ, при возникновении однофазного КЗ на той же фазе после успешного ОАПВ в течение времени набора готовности выключателя (от 20 до 180 с) - отключение трех фаз с возможностью запрета ТАПВ, а при возникновении КЗ на другой фазе после успешного ОАПВ в те-

чение времени набора готовности выключателя - разрешение ОАПВ» [31, 23].

Шкаф типа ШЭ2710 521, в зависимости от места установки, допускает возможность однофазного автоматического повторного включения:

- на «первом» конце ВЛ - с расчетной (ОАПВ-РП) или адаптивной безтоковой паузой (ОАПВ-АП), определяемой фиксацией момента погасания дуги на отключенной с двух сторон фазе линии при помощи ОКПД;

- на «втором» конце ВЛ - или с расчетной паузой или с контролем успешного включения отключенной фазы на «первом» конце линии с помощью ОВУВ.

Действие ОАПВ-АП выполняется со временем, определяемой выдержкой, отсчитываемой от момента фиксации команды отключения фазы (0,1 с) и выдержкой, отсчитываемой от момента срабатывания ОКПД или ОВУВ (0,15 с или 0,05 с).

В случаях отсутствия разрешения от ОКПД или ОВУВ (для ОАПВ-АП), через выдержку времени от 0,5 до 3,0 с, предусмотрена возможность отключения неповрежденных фаз на обоих концах линии с обеспечением запрета ОАПВ-РП.

Для приведения логической части устройства ОАПВ в соответствие с положением выключателя и с действием второго устройства ОАПВ данной линии, фиксация команд отключения фаз после фиксации пуска устройства ОАПВ происходит:

- при действии устройства ОАПВ на отключение одной фазы;
- при получении от шкафа управления выключателем сигнала срабатывания “Реле положения отключено” (РПО) данной фазы.

Устройство ОАПВ приводится в состояние общей готовности к повторному действию после непрерывного нахождения выключателя в положении “Включено” тремя фазами в течении заданного времени набора готовности выключателя (20-180) с. При этом пофазная готовность фиксируется посредством трех триггеров, которые взводятся при наступлении общей го-

товности, сохраняются в этом состоянии независимо от положения выключателя и сбрасываются при действии схемы ОАПВ на отключение данной фазы. Общая готовность сбрасывается при отключении любой фазы выключателя.

Действие ОАПВ на отключение трех фаз при срабатывании быстродействующих ступеней резервной защиты происходит:

- без замедления по заранее подготовленной цепи, которая запрещается при срабатывании органа, выявляющего КЗ на землю;

- с выдержкой времени от 0,1 до 0,25 с, отсчитываемой от момента фиксации пуска и блокируемой при действии устройства на отключение хотя бы одной фазы;

- с выдержкой времени от 0,25 до 0,5 с, отсчитываемой от момента пуска и отстраиваемой от отключения фазы с двух сторон и возврата резервных защит;

- без замедления в случае срабатывания двух избирательных органов при двухфазном КЗ;

- без замедления при УТАПВ, ТАПВ и опробовании линии. Данная цепь отключает три фазы независимо от быстродействующих защит при срабатывании ИПФ;

- без замедления, если линия работает без ОАПВ (ОАПВ выведено).

Отключение трех фаз с контролем фиксации пуска обеспечивается:

- в случаях неуспешного АПВ или устойчивого КЗ одной фазы;

- без замедления при срабатывании медленнодействующих защит линий. Срабатывание медленнодействующих защит вызывает отключение трех фаз без контроля фиксации пуска, если линия работает без ОАПВ (ОАПВ выведено);

- без замедления при приеме высокочастотного сигнала №2, если до этого не было отключения трех фаз;

- без замедления, если в цикле ОАПВ произошло срабатывание ТЗНФ и ИПФ другой фазы.

Обеспечивается отключение трех фаз выключателя при возникновении однофазного КЗ на той же фазе или междуфазного КЗ после успешного ОАПВ в течение времени готовности выключателя. Во всех случаях трехфазного отключения производится пуск ВЧС №2 (кроме отключения трех фаз при приеме ВЧ сигналов №1, №2) и выполняется останов передатчика ДФЗ.

Во втором разделе произведен выбор терминалов управления и защит компании ООО НПП «ЭКРА», расположенной в городе Чебоксары. Данные терминалы соответствуют всем необходимым критериям. Одним из критериев выбора именно данной компании было отсутствие иностранного капитала, данный критерий исходит из непростой ситуации в отношении РФ с зарубежными странами, а именно различные санкции введение против РФ.

В последнее время из-за пандемии коронавируса COVID-19 и связанных с ней ограничительных мер введенных большинством стран мира, стал весьма ограничен или полностью невозможен ввоз продукции иностранного производства в том числе это и коснулось энергетики, в нашем случае цифровых терминалов защит.

МПЗ позволяют повысить некоторые параметры УРЗиА, такие как:

- селективность;
- чувствительность;
- надежность.

На примере ДЗ были рассмотрены характеристики срабатывания данной защиты для ЭМЗ и микропроцессорных защит. Проанализировав данные характеристики, мы наглядно видим, что цифровые устройства позволяют выбирать уставки исходя из необходимого режима системы (в том числе и в автоматическом режиме).

Помимо всего выше перечисленного внедрение МПЗ несет с собой ряд преимуществ:

- 1) Снижение нагрузки на персонал связанной с обслуживанием и управлением подстанцией (постоянная всеобъемлющая диагностика, сосредоточение полной информации на АРМ);
- 2) Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики, имеют более высокий показатель надежности, а также отсутствие насыщения у оптических цифровых ТТ позволят упростить и усовершенствовать алгоритмы МУРЗА;
- 3) Приближение к необслуживаемым ПС (без постоянного дежурного оперативного персонала);
- 4) Перспектива сокращения экономических издержек (на обслуживание и на оплату заработной платы персонала);
- 5) Самодиагностика МУРЗА и кабельных связей;
- 6) Решение перегрузки цепей вторичной коммутации;
- 7) Сокращение количества технологических нарушений и сопутствующих с ними штрафов за перебои в электроснабжении и нарушений производственного цикла потребителей.

2.3 Выводы по разделу

1. Произведен выбор терминалов управления и защит компании ООО НПП «ЭКРА», расположенной в городе Чебоксары. Данные терминалы соответствуют всем необходимым критериям. Одним из критериев выбора именно этой компании было отсутствие иностранного капитала, данный критерий исходит из непростой ситуации в отношении РФ с зарубежными странами, а именно введение различных санкций против РФ.

2. Проведен анализ характеристик срабатывания ДЗ для ЭМЗ и микропроцессорных защит. На основе анализа можно сделать вывод, что цифровые устройства позволяют выбирать уставки исходя из необходимого режима системы (в том числе и в автоматическом режиме).

3 Расчет уставок защит ВЛ 500 кВ отходящих от ПС 500 кВ «Азот»

Ввиду недостаточного объема исходных данных, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, приведенный в настоящем разделе, будет выполнен на основе существующих значений, а также значений, предлагаемых ООО «НПП «ЭКРА» к использованию по умолчанию.

Произведем расчет уставок основной защиты ВЛ 500 кВ Азот-Бугульма со стороны ПС 500 кВ «Азот»

Уставки, если это не оговорено дополнительно, заданы в первичных величинах.

Произведем «выбор уставки токовых органов с пуском по вектору разности фазных токов» [10, с. 15].

«Ток $I_{л,бл,уст}$ срабатывания блокирующего ПО $I_{л,бл}$ выбирается равным $1,3 \cdot \sqrt{3}$ от максимального фазного рабочего тока линии» [10, с. 16].

$$I_{л,бл,уст} = 1,3 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{р,макс} = 1,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 2000 = 4503,3 \text{ А,}$$

где $I_{р,макс}$ – максимальный фазный рабочий ток линии.

Принимаем $I_{л,бл,уст} = 4500 \text{ А.}$

«Ток $I_{л,от,уст}$ срабатывания отключающего ПО $I_{л,от}$ выбирается исходя из коэффициента согласования чувствительности ПО $I_{л,от}$ и ПО $I_{л,бл}$ » [10, с. 17].

$$I_{л,от,уст} = k_c \cdot I_{л,бл,уст} = 1,5 \cdot 4500 = 6750 \text{ А,}$$

где k_c – коэффициента согласования чувствительности ($k_c = 1,5$);

$I_{л,бл,уст}$ – ток срабатывания, блокирующего ПО.

Расчет уставок пусковых органов (ПО) реагирующих на ток обратной последовательности.

По формуле 1 определим «уставку $I_{2,бл,уст}$ отстраивают от тока небаланса, определяемого погрешностями трансформаторов тока (ТТ), частотными небалансами фильтров обратной последовательности (ФОП) и погрешностями их настройки, а также небалансами нагрузочного режима сети

$$I_{2,бл,уст} \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{2,нб,расч}}{k_{в}}, \quad (1)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,3;
 $k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95» [10, с. 18].

Ток небаланса $I_{2,нб,расч}$ определяется:

$$\begin{aligned} I_{2,нб,расч} &= \frac{I_{л,бл,уст}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left(\frac{\varepsilon}{3}\right)^2 + \left(\frac{k_F \cdot \Delta f}{f_{ном}}\right)^2 + (\Delta\Phi)^2 + (I_{2,нр})^2} = \\ &= \frac{4500}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\left(\frac{0,01}{3}\right)^2 + \left(\frac{0,23 \cdot 0,001}{50}\right)^2 + (0,005)^2 + (0,02)^2} = \frac{4500}{\sqrt{3}} \cdot 0,024 = \\ &= 62,4 \text{ А,} \end{aligned}$$

где ε – полная погрешность ТТ (равна 0,01);

k_F – коэффициент частотной зависимости ФОП, равен 0,23;

$f_{ном}$ – номинальная частота сети, равна 50 Гц;

$\Delta\Phi$ – относительная погрешность настройки ФОП, равна 0,005 (с учетом погрешности входных преобразователей тока);

$I_{2,нр}$ – небаланс нормального режима (в относительных единицах), принимается равным 0,02.

По формуле 1, определяем уставку $I_{2,бл,уст}$:

$$I_{2,бл,уст} \geq \frac{1,3 \cdot 62,4}{0,95} = 85,4 \text{ А}$$

Принимаем $I_{2,бл,уст} = 90 \text{ А}$.

Уставка $I_{2,от,уст}$ выбирается по условиям отстройки от тока $I_{2,бл,уст}$. При условии, что коэффициенты трансформации ТТ по концам ВЛ одинаковые:

$$I_{2,от,уст} \geq k_c \cdot I_{2,бл,уст} = 2 \cdot 90 = 180 \text{ А},$$

где k_c – коэффициент согласования чувствительности ПО $I_{2,от}$ и ПО $I_{2,бл}$.

Расчет уставок ПО $DI_{бл}$ и $DI_{от}$:

ПО $DI_{бл}$ и $DI_{от}$ реагируют на приращения векторов тока обратной и прямой последовательности.

«Указанные ПО отстроены от всех небалансов установившегося режима, связанных с погрешностями ТТ, частотной зависимостью фильтров обратной последовательности, погрешностями его настройки, а также с несимметрией нагрузочного режима сети.

Поэтому порог срабатывания $DI_{2,бл,уст}$ по приращению вектора тока обратной последовательности может, в принципе, выбираться по условию максимальной чувствительности ПО» [24, с. 33]:

$$DI_{2,бл,уст} \geq 0,025 \cdot I_{ном} = 0,025 \cdot 2000 = 50 \text{ А}$$

Реально выбираем величину $DI_{2,бл,уст}$ равную (0,7...1,0) $DI_{2,бл,уст}$ и принимаем $DI_{2,бл,уст}$ равной 75 А.

Для ПО $DI_{от}$, подготавливающего цепи отключения, порог срабатывания $DI_{2,от,уст}$:

$$DI_{2,от,уст} \geq k_{отс} \cdot DI_{2,бл} = 2 \cdot 75 = 150 \text{ А},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 2.

Для ПО $DI_{бл}$, $DI_{от}$, реагирующих на приращение вектора тока прямой последовательности, порог срабатывания $DI_{2,от,уст}$:

$$DI_{1,бл,уст} = 4 \cdot DI_{2,бл,уст} = 4 \cdot 75 = 300 \text{ А}$$

$$DI_{1,от,уст} = 4 \cdot DI_{2,от,уст} = 4 \cdot 150 = 600 \text{ А}$$

Уставки органа манипуляции (ОМ) и органа сравнения фаз (ОСФ) принимаются на основе существующих.

Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). Выбор уставок ИПФ.

Уставки по реактивному сопротивлению обоих ИО сопротивления в каждой фазе могут быть принятыми одинаковыми:

$$X_{ипф} = X_{ипфк} = (1,5 - 2,0) \cdot X_{1,вл} = (1,5 - 2,0) \cdot 64,845 = 97,27 - 129,69 \text{ Ом}$$

Уставку по реактивному сопротивлению ИПФ уточним на основе существующих значений:

$$X_{ипф} = Z_{ипф} \cdot \sin \varphi_{мч} = 150 \cdot \sin 86^\circ = 149,63 \text{ Ом}$$

Уставку можно принять равной $X_{уст,ипф} = 150 \text{ Ом}$

$$X_{ипф1} = Z_{ипф1} \cdot \sin \varphi_{мч} = 15 \cdot \sin 86^\circ = 14,96 \text{ Ом}$$

Уставку можно принять равной $X_{уст,ипф} = 15 \text{ Ом}$

Уставка по активному сопротивлению для ИПФ:

$$R_{\text{ипф}} \geq \frac{D_{\text{окр,ипф}}}{2 \cdot \sin \varphi_{\text{мч}}} = \frac{135}{2 \cdot \sin 86^\circ} = 67,66 \text{ Ом}$$

Уставку по активному сопротивлению для ИПФ принимаем равной $R_{\text{ипф}} = 68 \text{ Ом}$

$$X_{\text{ипфк}} = Z_{\text{ипфк}} \cdot \sin \varphi_{\text{мч}} = 50 \cdot \sin 86^\circ = 49,88 \text{ Ом}$$

Уставку можно принять равной $X_{\text{ипфк}} = 50 \text{ Ом}$

$$R_{\text{ипф}} \geq \frac{D_{\text{окр,ипфк}}}{2 \cdot \sin \varphi_{\text{мч}}} = \frac{57,5}{2 \cdot \sin 86^\circ} = 28,82 \text{ Ом}$$

Уставку по активному сопротивлению для ИПФК принимаем равной $R_{\text{ипф}} = 29 \text{ Ом}$.

Уставки органа определяющего повреждение.

«Для определения вида повреждения использован комбинированный орган, состоящий из реле тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением и реле напряжения нулевой последовательности (РННП)» [10, с. 20].

«Реле РТНП выполнено с торможением от среднего значения из трех величин фазных токов и дополнительно блокирующим реле, включенным на тот же средний тормозной ток. Использование торможения от среднего значения из трех фазных величин позволяет иметь сильное торможение при двухфазных КЗ, когда средний фазный ток равен максимальному, и в то же время слабое торможение при однофазных КЗ, когда средний ток определяется током одной из неповрежденных фаз» [10, с. 22].

«Уставка $I_{\text{ср,РТНП}}$ реле тока нулевой последовательности принимается равной 0,13 А (во вторичных величинах).

Уставка коэффициента торможения упомянутого реле $k_{т,РТНП}$ принимается равным 0,1.

Уставка блокирующего токового реле по току торможения $I_{ср,БТ}$ принимается равной 5 А (во вторичных величинах)» [10, с. 24].

«Напряжение $U_{ср,РННП}$ реле напряжения нулевой последовательности выбирается по условию отстройки от измеренного напряжения небаланса в цепях напряжения» [31, с. 8]. $3U_0$ принимается равной существующей, т.е. 15 В (во вторичных величинах).

Уставка РТ обратной последовательности.

«Реле тока обратной последовательности (РТОП) используется для контроля цепи пуска ОАПВ и для кратковременного ввода на самостоятельное действие избирателя отключенной фазы. Ток срабатывания РТОП выбирается по условию обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ в конце линии в минимальном режиме» [10, с. 26] и ввиду отсутствия исходных данных принимается равной 0,1 А.

Выбор уставок органа контроля погасания дуги (ОКПД).

«Напряжение срабатывания РННП ОКПД выбирается по условию надежного срабатывания от принужденного наведенного электростатическим путем напряжения на отключенной фазе» [10, с. 27].

Рассчитывается следующим образом:

$$3U_{0,ср} = \frac{U_{ном} \cdot (1 - \eta)}{3 + 1,5 \cdot \eta} \cdot \frac{1}{k_{мн}} = \frac{500000 \cdot (1 - 0,78)}{3 + 1,5 \cdot 0,78} \cdot \frac{1}{5000} = 26,27 \text{ В,}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$\eta = V_{0,ВЛ}/V_{1,ВЛ} = 0,78$ – отношение проводимостей ВЛ по прямой и нулевой последовательностям.

Уставку с запасом примем равной 6 В.

«Ток срабатывания блокирующего реле РТНП (блокирует действие канала с реле РН2 при больших токах нагрузки, способных вызвать срабаты-

ние реле РН2 вследствие большой электромагнитной наводки) выбирается по условию надежного действия при величине напряжения, равного $3U_{0,ср}$ » [15, с. 45]:

$$I_{ср,РТНП} = \frac{3U_{0,ср}}{2 \cdot Z_{кф}} = \frac{6}{2 \cdot 60,13} = 0,05 \text{ А,}$$

где $Z_{кф}$ – фазное сопротивление компенсации линии, равное:

$$Z_{кф} = \frac{Z_{0,ВЛ} - Z_{1,ВЛ}}{3} = 60,13.$$

Уставку принимаем равной 0,1 А вторичных.

«Выдержки времени в схеме резервирования отказа избирателей.

Величины выдержек времени в схеме резервирование отказа ИПФ при однофазном КЗ и двухфазном КЗ, выбираются с учетом того, что, с одной стороны следует стремиться как можно быстрее отключить все три фазы при отказах ИПФ и, с другой стороны, необходимо обеспечить возможность каскадного действия ИПФ при однофазных и двухфазных КЗ на землю через большие переходные сопротивления» [15, с. 47].

$$t_{резерв,ио,1ф} = t_{откл}^I + 60 = 150 + 60 = 210 \text{ мс,}$$

где $t_{откл}^I$ – время отключения выключателя первой стороны линии, (с запасом принята равной 150 мс).

$$t_{резерв,ио,2ф} = t_{откл}^I + t_{откл}^{II} + 60 = 150 + 150 + 60 = 360 \text{ мс,}$$

где $t_{откл}^I, t_{откл}^{II}$ – время отключения выключателя первой и второй сторон линии, соответственно (с запасом приняты равными 150 мс).

Принимаем уставки равными:

$$t_{\text{резерв,ио,1ф}} = 250 \text{ мс,}$$

$$t_{\text{резерв,ио,2ф}} = 400 \text{ мс.}$$

Выдержка времени на отключение 3 фаз от ОКПД выбирается по условию отстройки от расчетной паузы:

$$t_{\text{отф,ОКПД}} = t_{pn} + 0,3 = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с}$$

Принимаем, с запасом, уставку равной 3 с.

Пауза на повторное включение выключателя:

«Расчетная пауза на повторное включение выбирается из условия отстройки от времени горения дуги и деионизации среды в месте КЗ с необходимым запасом, учитывающим разброс элементов задержки и времени включения выключателя» [16, с. 26].

На основе экспериментальных данных для ВЛ 500 кВ длиной свыше 150 км время расчетной паузы принимается равным 1,5 секунды.

Принимая во внимания отсутствие некоторых параметров и произведя все необходимые расчеты, были выбраны параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования основной защиты ВЛ-500 кВ. Все параметры сведены в таблице 4.

При изменении параметров, задающих коэффициенты трансформации ТТ и ТН, неизменными остаются первичные величины, автоматически изменяются уставки ИО во вторичных величинах. Указанное полезно при выставлении уставок для двух полуккомплектов защиты на разных концах линии, подключенных к ТТ с различными коэффициентами трансформации. Для таких случаев уставки защиты в первичных величинах выставляются одинаковыми, согласование уставок обоих полуккомплектов по вторичным величинам произойдет автоматически.

Таблица 4 – Параметры настройки шкафов дифференциально-фазной защиты линии и устройства ОАПВ типа ШЭ2710 582

Наименование величин	Значения величин
Цепи тока (I_B и I_P / I_B и I_L)	I_B и I_P
ШР на линии (есть / нет)	Нет
Ток реактора на линии (вычитается / суммируется)	–
Коэффициент трансформации трансформатора тока выключателей (КТТ В)	2000/1
Коэффициент трансформации трансформатора тока реактора (КТТ Р)	–
Коэффициент трансформации трансформатора тока параллельной линии (КТТ //)	–
Коэффициент трансформации трансформатора напряжения (КТН)	500000/100
Схема ТН (вариант 1, вариант 2, вариант 3)	Вариант 2
Напряжение $3 \cdot U_0$ (от треугольника / от звезды)	От звезды
Уставки ПО тока и напряжения ДФЗ (уставки ПО и ИО сопротивления, если это не оговорено, заданы в первичных величинах, границы диапазона регулировки уставок заданы во вторичных величинах).	
Ток срабатывания ПО $I_{2БЛ}$ по току обратной последовательности, блокирующего $(0,025 - 0,5) \cdot I_{НОМ}, А$	90
Ток срабатывания ПО $I_{2ОТ}$ по току обратной последовательности, отключающего $(0,05 - 0,5) \cdot I_{НОМ}, А$	180
Ток срабатывания ПО $DI_{2БЛ}$ по скорости изменения тока обратной последовательности, блокирующего $(0,02 - 1,5) \cdot I_{НОМ}, А$	75
Ток срабатывания ПО $DI_{2ОТ}$ по скорости изменения тока обратной последовательности, отключающего $(0,04 - 2,5) \cdot I_{НОМ}, А$	150
Ток срабатывания ПО $DI_{БЛ}$ по скорости изменения тока прямой последовательности, блокирующего $(0,08 - 3,0) \cdot I_{НОМ}, А$	300
Ток срабатывания ПО $DI_{ОТ}$ по скорости изменения тока прямой последовательности, отключающего $(0,16 - 5,0) I_{НОМ}, А$	900
Ток срабатывания ПО $I_{ЛБЛ}$ по разности фазных токов, блокирующего $(0,2 - 4,0) \cdot I_{НОМ}, А$	4500
Ток срабатывания ПО $I_{ЛОТ}$ по разности фазных токов, отключающего $(0,4 - 8,0) \cdot I_{НОМ}, А$	6750
Напряжение срабатывания ПО по U_{2-kl2} , блокирующего $(2,0 - 6,0), В$ (задается во вторичных величинах).	6,0 (не используется)
Напряжение срабатывания ПО по U_{2-kl2} , отключающего $(4,0 - 12,0), В$ (задается во вторичных величинах).	12,0 (не используется)
Коэффициент «выноса ТН» на ВЛ для ПО U_{2-kl2} $(0,0 - 1,00)$	0,5
Уставки ОМ, ОСФ	
Уставка ОМ по коэффициенту k комбинированного фильтра токов $(6,0 - 10,0)$	8,0
Уставка ОСФ по углу блокирования действия защиты на отключение $(40,0 - 70,0)^\circ$	65
ВЧ обработанная фаза (С, А, В)	В
Удельные параметры линии (первичные величины)	
Уставка по длине линии, км	224,2

Продолжение таблицы 4

Наименование величин	Значения величин
Уставка по удельной проводимости линии прямой последовательности, $b_{1уд}$ (10^{-6} См/км)	4,007
Уставка по удельному реактивному сопротивлению линии прямой последовательности $X_{1уд}$, Ом/км	0,289
Уставка по удельному активному сопротивлению линии прямой последовательности $R_{1уд}$, Ом/км	0,022
Уставка по удельному реактивному сопротивлению линии нулевой последовательности $X_{0уд}$, Ом/км	1,081
Уставка по удельному активному сопротивлению линии нулевой последовательности $R_{0уд}$, Ом/км	0,172
Уставка по удельному реактивному сопротивлению взаимоиנדукции с параллельной линией нулевой последовательности $MX_{0уд}$, Ом/км	-
Уставка по активному сопротивлению взаимоиנדукции с параллельной линией нулевой последовательности $MR_{0уд}$, Ом/км	-
Цепи тока (Iв и Ip / Iв и Il)	Iв и Ip
XB28 ШР на линии (есть / нет)	Нет
Ток реактора на ВЛ (вычитается / суммируется)	-
Уставки по времени ДФЗ	
DT20 Уставка времени задержки срабатывания ДФЗ (0,01 - 0,05) с	0,02
Логика работы ДФЗ	
XB1 Вывод защиты при неисправностях цепей напряжения	Не предусмотрен
XB2 Пуск ВЧ сигнала при выводе защиты	Не предусмотрен
XB3 Сигнализация пуска ДФЗ на отключение (предусмотрена / не предусмотрена)	Предусмотрена
XB4 ПО (U_{2-kl2}) (выведен / в работе)	Выведен
XB5 Перевод на откл. 3-х фаз при неисправности устройств ОАПВ (от ОАПВ(1 и 2) / от ОАПВ2)	от ОАПВ(1 и 2)
XB6 Инверсия сигнала запрета АК ВЧ приемопередатчика	Не предусмотрена
XB7 Обмен ВЧ сигналами (манипулированный / не манипулированный)	Манипулированный
XB8 Действие на неисправность ОАПВ1 при выводе ДФЗ	Не предусмотрено
Уставки ИО сопротивления (дистанционных избирателей) (задаются в первичных величинах, границы диапазона уставок приведены во вторичных величинах)	
Уставка $X_{ИПФ}$ по реактивной составляющей сопротивления избирателя с коэффициентом $k_{ум}=1$; (5 – 500) Ом при $I_{НОМ}=1$ А	150
Нижняя граница $X_{ИПФ1}$ характеристики избирателя с коэффициентом $k_{ум}=1$ по оси X (1 – 250) Ом при $I_{НОМ}=1$ А	15
Уставка $R_{ИПФ}$ по активной составляющей сопротивления избирателя с коэффициентом $k_{ум}=1$ (1 – 250) Ом при $I_{НОМ}=1$ А	68
Уставка $X_{ИПФК}$ по оси X избирателя с уменьшенным коэффициентом $k_{ум}$ (1 – 250) Ом при $I_{НОМ}=1$ А	50
Уставка $R_{ИПФК}$ по оси R избирателя с уменьшенным коэффициентом $k_{ум}$ (1 – 250) Ом при $I_{НОМ}=1$ А	29

Продолжение таблицы 4

Наименование величин	Значения величин
Коэффициент $k_{ум}$ уменьшения компенсации тока нулевой последовательности (0,0 – 1,0) о.е	1,0
Уставки ОМП	
DT17 Задержка взятия данных для ОМП (0,01 – 0,06) с	0,04
Уставки ОАПВ	
Ток срабатывания ПО по току обратной последовательности для кратковременного ввода на самостоятельное действие избирателя отключенной фазы (0,1 – 0,3) · $I_{НОМ}$, А	300
Уставки органа определения вида повреждения (ОВП)	
Напряжение срабатывания ПО по напряжению нулевой последовательности (6,0 - 15,0) В (задается во вторичных величинах).	15,0
Ток срабатывания ПО по току нулевой последовательности с торможением (0,05 – 0,2) · $I_{НОМ}$, А	390
Коэффициент торможения ПО по току нулевой последовательности (0 - 0,15) о.е	0,1
Ток отсечки ПО по току нулевой последовательности (2,5 – 5,0) · $I_{НОМ}$, А	15000
Уставки органа ОКПД	
Ток срабатывания дополнительного ПО РТНП_ОКПД по току нулевой последовательности (0,1 – 0,25) · $I_{НОМ}$, А	300
Напряжение срабатывания ПО РН2_ОКПД по фазному напряжению (3,0 - 6,0) В (задается во вторичных величинах)	6,0
Уставки времени ОАПВ	
DT6 Ввод ИПФ на заданное время (0,25 - 2,5) с	0,25
DT2 Сброс фиксации пуска (0,5 - 5,0) с	3,0
DT22 Расчетная пауза (0,5 - 5,0) с	1,5
DT32 Расчетная пауза при работе АКР (0,5 - 5,0) с	5,0
DT17 Резервирование отказа ИПФ при однофазном КЗ (0,1 - 0,25) с	0,25
DT19 Резервирование отказа ИПФ при двухфазном КЗ (0,25 - 0,5) с	0,4
DT30 Задержка на отключение трех фаз от контроля погасания дуги и успешности включения (0,5 - 3,0) с	3,0
DT21 Время готовности выключателей В1, В2 (20 - 180) с	25,0
Логика работы ОАПВ	
XB20 Ввод ИПФ на самостоятельное действие на время	Предусмотрен
XB22 Независимый пуск от резервных защит	Не предусмотрен
XB23 Параллельная работа двух ОАПВ	Предусмотрена
XB24 Фиксация команды включения (от ОКПДУВ / от ОКПДУВ или РП)	От ОКПДУВ или РП
XB26 Запрет ТАПВ (от ФКВ / от ФКВ и ООФ)	От ФКВ и ООФ
XB27 Блокировка канала 3Uo в ОВУВ	Предусмотрена
XB29 Отключение трех фаз от ОКПДУВ	Не предусмотрено
XB30 Очередность включения конца линии (Вкл II / Вкл I)	Вкл I
XB31 Включение выключателя В1(В2) первым (В1 / В2)	В1
XB32 Запрет пуска ОКПДУВ (есть / нет)	Есть
XB33 Пуск ОАПВ1 (предусмотрен / не предусмотрен)	Не предусмотрен

Для анализа и сравнения рассчитанных параметров микропроцессорной защиты с ЭМЗ, в таблице 5 приведены уставки дифференциально-фазной защиты типа ДФЗ-503/1.

Таблица 5 – Уставки ДФЗ-503/1

Наименование величин	Значения величин
Коэффициенты трансформации	
Коэффициент трансформации трансформатора тока выключателей (КТТ В)	2000/1
Коэффициент трансформации трансформатора напряжения (КТН)	500000/100
ПО при симметричных КЗ	
Ток срабатывания ПО при симметричных КЗ $I_{сраб}$, А	2600
Уставка $Z_{сраб}$ срабатывания ПО при симметричных КЗ, Ом/фазу	75
Угол максимальной чувствительности, град.	85
ПО при несимметричных КЗ	
Ток срабатывания ПО I_2 по току обратной последовательности, блокирующего $(0,05 - 0,5) \cdot I_{НОМ}$, А	126
Ток срабатывания ПО $3 \cdot I_0$ по току нулевой последовательности, отключающего $(0,05 - 0,2) \cdot I_{НОМ}$, А	не используется
Ток срабатывания ПО I_2 по току обратной последовательности, отключающего $(0,05 - 0,5) \cdot I_{НОМ}$, А	252
Ток срабатывания ПО $3 \cdot I_0$ по току нулевой последовательности, блокирующего $(0,05 - 0,2) \cdot I_{НОМ}$, А	не используется
Сопротивление устройства компенсации током обратной последовательности Ом/фазу	36
Уставки ОМ	
Уставка ОМ по коэффициенту k комбинированного фильтра токов (6,0 – 10,0)	10
Уставка ОСФ по углу блокирования действия защиты на отключение (40,0 – 70,0)°	50
Проводимость устройства компенсации ёмкостного тока линии, См	$107 \cdot 10^{-6}$
Токовая деблокировка при неисправности цепей напряжения, А	1200
Контроль наличия напряжения на линии, В	не используется

Исходя из данных двух таблиц номер 4 и 5, даже по внушительному количеству различных уставок в микропроцессорном устройстве, можно сделать вывод о том, что в шкафу ШЭ2710 582 реализовано на порядок выше различных функций не только обычной ДФЗ, но и АПВ, и других защит. Все данные уставки позволяют реализовывать необходимые функции по защите

линии и не только. Все это ведет к повышению такого параметра релейной защиты как надежность и селективность.

Также исходя из данных таблиц, а именно самих уставок видно уменьшение уставки срабатывания ПО по току при различных КЗ, а также по углу максимальной чувствительности в ЭМЗ он ограничен 85 градусами, а в МП защите существует возможность так называемого удлинения защиты изменяя как раз данный угол посредством изменения уставок, что ведет к повышению еще одного параметра – чувствительность.

3. 1 Выводы по разделу

1. Произведены расчеты параметров настройки шкафа дифференциально-фазной защиты линии и устройства ОАПВ типа ШЭ2710 582 и представлены уставки срабатывания защиты типа ДФЗ-503/І;

2. Проведен сравнительный анализ уставок срабатывания ДФЗ. На основе проведенного анализа можно сделать вывод, что модернизация, а именно замена ДФЗ-503/І на шкаф МП защиты типа ШЭ2710 582, ведет к повышению параметров релейной защиты, а именно чувствительности, селективности, надежности.

Заключение

Для УРЗиА выполненных на электромеханической элементной базе, помимо физического старения и износа, можно выделить ряд недостатков: достаточно большие габариты, имеют существенное потребление от первичных измерительных преобразователей, сейсмочувствительны, требуют "трудоемкую" настройку измерительной механической части при наладке, не гарантируют стабильность параметров реле с течением времени, что не позволяет снизить расходы в течении срока эксплуатации на проверку и калибровку реле. Вследствие этих недостатков, а также с целью расширения функциональных возможностей и повышения эффективности УРЗиА предпочтительны к установке микропроцессорные защиты.

В первом данном разделе был произведен анализ объекта, произведено сравнение имеющихся электромеханических устройств защиты и более новых и продвинутых цифровых устройств. А также изучена перспектива модернизации не только УРЗиА, но и перичного оборудования, такого как трансформаторы тока.

Условия работы, такие как электромагнитная обстановка, климат, сейсмическая активность, а также система технического обслуживания и ремонта, уровень нормативно-технической документации, уровень информационного обеспечения. Благодаря данным условиям возможно сравнивать различные характеристики РЗиА с технической точки зрения.

Произведя сравнение ЭМЗ и МПЗ, на глаза бросается целый ряд преимуществ МПЗ, это:

- Достаточно малое потребление от первичных измерительных преобразователей;
- Сравнительно малые габариты самого «сердца» панели защит – процессора, выполняющего роль множества отдельных реле;
- Стабильность параметров с течением времени (соответственно меньшие эксплуатационные расходы на проверку и калибровку);

- Высокая сейсмоустойчивость, особенно в сравнении с ЭМЗ;
- Более просты в настройке и наладке, хоть и требуют определенных знаний и навыков;

И напоследок, замена на МПЗ означает установку нового устройства, только сошедшего с завода, не обладающего износом.

Также МПЗ имеет внушительный функционал дополнительных возможностей:

- встроенный осциллограф;
- регистратор аварийных событий;
- различные сервисные функции (появляется возможность интеграции РЗиА в систему телемеханики и АСУ ТП, создания автоматизированного рабочего места и перспектива создания цифровой необслуживаемой подстанции).

Всё это экономит время на разбор аварий и устранения последствий, сокращает время периодических проверок РЗиА.

Таким образом, микропроцессорные устройства релейной защиты являются действительно прогрессивным направлением развития энергетики.

Во втором разделе произведен выбор терминалов управления и защит компании ООО НПП «ЭКРА», расположенной в городе Чебоксары. Данные терминалы соответствуют всем необходимым критериям. Одним из критериев выбора именно данной компании было отсутствие иностранного капитала, данный критерий исходит из непростой ситуации в отношении РФ с зарубежными странами, а именно различные санкции введение против РФ.

Также в последнее время из-за пандемии коронавируса COVID-19 и связанных с ней ограничительных мер введённых большинством стран мира, стал весьма ограничен или полностью невозможен ввоз продукции иностранного производства в том числе это и коснулось энергетики, в нашем случае цифровых терминалов защит.

МПЗ позволяют повысить некоторые параметры УРЗиА, такие как:

- селективность;

- чувствительность;
- надежность.

На примере ДЗ были рассмотрены характеристики срабатывания данной защиты для ЭМЗ и микропроцессорных защит. Проанализировав данные характеристики, мы наглядно видим, что цифровые устройства позволяют выбирать уставки исходя из необходимого режима системы (в том числе и в автоматическом режиме).

Помимо всего выше перечисленного внедрение МПЗ несет с собой ряд преимуществ:

- 1) Снижение нагрузки на персонал связанной с обслуживанием и управлением подстанцией (постоянная всеобъемлющая диагностика, сосредоточение полной информации на АРМ);
- 2) Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики, имеют более высокий показатель надежности, а также отсутствие насыщения у оптических цифровых ТТ позволят упростить и усовершенствовать алгоритмы МУРЗА;
- 3) Приближение к необслуживаемым ПС (без постоянного дежурного оперативного персонала);
- 4) Самодиагностика МУРЗА и кабельных связей;
- 5) Решение перегрузки цепей вторичной коммутации;
- 6) Сокращение количества технологических нарушений и сопутствующих с ними штрафов за перебои в электроснабжении и нарушений производственного цикла потребителей.

Третий раздел посвящён расчету уставок основной защиты линии 500 кВ. Принимая во внимания отсутствие некоторых параметров и производя все необходимые расчеты уставок основной защиты линии 500 кВ (ДФЗ) шкафа микропроцессорного устройства релейной защиты и автоматики типа ШЭ2710 582, были выбраны параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования основной защиты ВЛ-500 кВ. Все параметры были сведены

ны в таблицу 4. А также приведены уставки дифференциально-фазной защиты типа ДФЗ-503/1 в таблице 5.

Исходя из данных двух таблиц номер 4 и 5, даже по внушительному количеству различных уставок в микропроцессорном устройстве, можно сделать вывод о том, что в шкафу ШЭ2710 582 реализовано на порядок выше различных функций не только обычной ДФЗ, но и АПВ, и других защит. Все данные уставки позволяют реализовывать необходимые функции по защите линии и не только. Все это ведет к повышению такого параметра релейной защиты как надежность и селективность.

Также исходя из данных таблиц, а именно самих уставок видно уменьшение уставки срабатывания ПО по току при различных КЗ, а также по углу максимальной чувствительности в ЭМЗ он ограничен 85 градусами, а в МП защите существует возможность так называемого удлинения защиты изменяя как раз данный угол посредством изменения уставок, что ведет к повышению еще одного параметра – чувствительность.

Список используемых источников

1. Анчарова Т. В., Рашевская М. А., Стебунова, Е. Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. М.: Форум, 2014. 416 с.
2. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Использование билинейной теоремы для решения задач оптимизации потоков мощностей в энергосистемах // Электротехнические комплексы и системы управления. 2012. №1. С. 77–80.
3. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем // Электротехника. 2013. №2. С. 21–28.
4. Вагин Г. Я., Мамонов А. М. Учет энергоресурсов: комплекс учебно-методических материалов. Нижний Новгород, 2014. 107 с.
5. Варварин В. К. Выбор и наладка электрооборудования: Справочное пособие. М.: Форум, 2015. 240 с.
6. Воротницкий В. Э. Опыт и перспективы применения систем интеллектуального учета электроэнергии // Энергия единой сети. 2013. № 4. С. 10–19.
7. Гехер К. Теория чувствительности и допусков электронных цепей. М.: Сов. радио, 2008. 315 с.
8. Гельфанд А. М., Горожанкин П. А., Наровлянский В.Г., Фридман Л. И. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС // Электрические станции. М., 2012. № 5. С. 55-58.
9. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования. М.: Инфра-М, 2015. 271 с.
10. Гужов Н. П., Ольховский В. Я., Павлюченко Д. А. Системы электроснабжения. Новосибирск: НГТУ, 2015. 258 с.
11. Дайнеко В. А., Забелло Е. П., Прищепова Е. М. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики. М.: Гриф МО РФ. М.: Инфра-М, 2015. 333 с.

12. Ерошенко Г. Н., Кондратьева Н. П. Эксплуатация электрооборудования: Учебник. М.: Инфра-М, 2014. 336 с.
13. Кабышев А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. Пособие. М.: Инфра-М, 2015.
14. Киреева Э. А., Цырук С. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2016. 287 с.
15. Кокин С. Е., Дмитриев С. А., Хальясмаа А. И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал, 2015. 100 с.
16. Коробов Г. В., Картанцев В. В., Черемисинова Н. А. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие, 2-е изд. испр. и доп. М.: Лань, 2011. 192 с.
17. Кутырев Н. Н. Цифровые подстанции // «Студенческие Дни науки в ТГУ»: научно-практическая конференция (Тольятти, 1–30 апреля 2019 года): сборник студенческих работ / отв. за вып. С. Х. Петерайтис. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019.
18. Кутырев Н. Н., Симанчев Д. А. Автоматизированные подстанции / Электро-2018: сборник трудов Межвузовской научно-практической конференции. Саратов: СГТУ им. Гагарина Ю.А. 2018. С. 43-44.
19. Кутырев Н. Н., Глыга А. Ю. Модернизация системы учета электроэнергии // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов (Тольятти, 12–13 ноября 2019 года): сборник трудов / отв. за вып. В.В. Вахнина. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. №25. С. 101-103.
20. Левин М. А. Автоматизированная система учета электрической энергии: Краткий курс лекций. М.: Саратов, 2016. 69 с

21. Моржин Ю. И., Попов С. Г. Цифровая подстанция ЕНЭС // Энерго-Эксперт, 2011. 42 с.
22. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Министерство энергетики РФ, 2003.
23. Привалов Е. Е. Электротехническое материаловедение: учебное пособие. М.: Берлин: Директ-Медиа, 2015. 234 с.
24. Привалов Е. Е. Основы электробезопасности: учебное пособие. М.: Берлин: Директ-Медиа, 2016. 154 с.
25. Привалов Е. Е. Электротехнические материалы систем электро-снабжения: учебное пособие. М.: Берлин: Директ-Медиа, 2016. 266 с.
26. РД 153-34.0-35.648-01 Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. М.: Энергия, 2014. 20 с.
27. Секретарев Ю. А. Надежность электроснабжения: учебное пособие. Новосибирск: НГТУ, 2013. 104 с.
28. Сибикин Ю. Д. Основы электроснабжения объектов: учебное пособие. М.: Берлин: Энергия, Директ-Медиа, 2014. 328 с.
29. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: Учебное пособие. М.: Форум, 2015. 384 с.
30. Симанчев Д. А., Кутырев Н. Н., Мокеев П. Н. Перспективы повышения эффективности ветроэлектростанций// «Молодежь. Наука. Общество»: Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция (Тольятти, 5 декабря 2018 года): электронный сборник студенческих работ / отв. за вып. С. Х. Петерайтис. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2018. С. 709-711.
31. Станкевич Л. А. Интеллектуальные информационные и управляющие системы: учебное пособие. СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2011. 202 с.
32. Степкина Ю. В., Вахнина В. В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: Учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2006. 49 с.

33. Советов Б. Я., Чертовской В. В., Советов Б. Я. Интеллектуальные системы и технологии: учебник. М.: Академия, 2013. 320 с.
34. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения: Учебник. М.: Инфра-М, 2013.
35. Ширяев В. И., Ширяев Е. В. Принятие решений в глобальных системах: учебное пособие. М.: ЛИБРОКОМ, 2013. 172 с.
36. Шаров Ю. В. Электроэнергетика. М.: Инфра-М, 2016. 384 с.
37. Bohuslav L. Backup Power Supply System Analysis // Journal Title: Electrical and Electronic Engineering. Czech Republic, 2015. PP. 115-119.
<https://doaj.org/article/5bdb08887dc549b3b983fe2c231ac1b0>
38. Carlos A, Ferreira. Effect of Artificial Aging on Polymeric Surge Arresters and Polymer Insulators for Electricity Distribution Networks // LAPOL/PPGE3M, UFRGS. Polímeros. 2011. URL:
http://www.scielo.br/pdf/po/v21n5/aop_0838.pdf.
39. Carlos Magno, B Araújo. Testing through Fall of Potential with High Current Injection in Grounding System in Transmission Line of 500 kV of Santo Antonio HPS // Department of Engineering and Research, Department of Electrical Engineering. OALib Journal, 2017. URL:
http://file.scirp.org/pdf/OALibJ_2017012018295610.pdf
40. Chang-bao Xu., Han Xiong, Li-fu He, Li Zhongmin, Yang Jun. The Research of Intelligent Substation Time Synchronization System and the Influence of Its Fault to Relay Protection // Guizhou Electric Power Research Institute. Scientific research, 2013. URL:
http://file.scirp.org/pdf/EPE_2013102216372352.pdf
41. Davis E. Data Assessment for Electrical Surge Protection Devices // Fire Protection Research Foundation. Vancouver, 2014. URL:
http://www.nfpa.org/~media/files/news-and-research/resources/research-foundation/research-foundation_reports/electrical/rfdataassessmentforelectricalsurgeprotectiondevices.pdf?la=en

42. Hammuda A. An Investigation into Substation Grounding and Its Implementation on Gaza Substation // Department of Engineering Design and Mathematics. Scientific research, 2011. URL:

http://file.scirp.org/pdf/EPE20110500001_24359533.pdf.

43. Huan, Huang. Analysis of a Large Grounding System and Subsequent Field Test Validation Using the Fall of Potential Method / Hualin Liu, Hong Luo, Hao Du, Yi Xing, Yexu Li, Farid P. Dawalibi, Haijun Zhou, Longhai Fu // Guizhou Electric Power Test & Research Institute. Scientific research, 2013. URL:

http://file.scirp.org/pdf/EPE_2013111815311648.pdf

44. Messalti S., Zitouni F., Griche I. Design of Mv/Lv Substation Transformer // University of M'sila, Faculty of Technology, M'sila, Algeria. – Scientific research. 2013. URL: <http://file.scirp.org/Html/26596.html>.

45. Parfomak Paul W. Physical Security of the U.S. Power Grid: High-Voltage Transformer Substations // Specialist in Energy and Infrastructure Policy. Congressional Research Service. 2014. URL:

<https://fas.org/sgp/crs/homesecc/R43604.pdf>

46. Peteris A. Power Measurement and Data Logger with High-Resolution for Industrial DC-Grid Application // Journal Title: Electrical, Control and Communication Engineering. Poland, 2015. PP. 36-42.

<https://doaj.org/article/3441558c402541a291f66dab0381fefaf>

47. Rogoll G., Kitchener R. Advanced diagnostic fieldbus surge protection // PepperlFuchs, 2012. URL:

http://files.pepperl-fuchs.com/selector_files/navi/productInfo/doct/tdoct2859_eng.pdf

48. Sen S. Design of 132/33KV Substation / A. Chatterjee, D. Sarkar // West Bengal University of Technology. International Journal of Computational Engineering Research, 2013. URL:

http://www.ijceronline.com/papers/Vol3_issue7/Part-3/C0373016028.pdf.

49. Shorouk O. I. Implementation of fuzzy modeling system for faults detection and diagnosis in three phase induction motor drive system // Archives of Electrical Engineering. Egypt, 2015. PP. 27-46

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2314717215000161>

50. Vilhena N. Design Aspects and Test of an Inductive Fault Current Limiter Application // Journal Title: Electrical, Control and Communication Engineering. Poland, 2014. PP. 40-45.

<https://doaj.org/article/2467378364944c8d94dea812baae1311>

Приложение А

Список сокращений

- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима
- АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения
- АПВ – автоматическое повторное включения
- АРМ – автоматизированное рабочее место
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
- АТ – автотрансформатор
- АТГ – автотрансформаторная группа
- АУ – автоматическое ускорение
- БИ – блок испытательный
- БК – блокировка при качаниях
- БКб – быстродействующий орган блокировки от качаний
- БКм – медленнодействующий орган блокировки от качаний
- БНН – блокировка при неисправности в цепях напряжения
- БТ – блокирующее реле тока
- ВКР – выпускная квалификационная работа
- ВЛ – воздушная линия
- ВЧТО – высокочастотное телеотключение
- ГЩУ – главный щит управления
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ДЗ – дистанционная защита
- ЗНФ – защита от непереключения фаз
- ИПФ – избиратель поврежденной фазы
- КЗ – короткое замыкание
- МП – микропроцессорный
- МПЗ – микропроцессорная защита
- МУРЗиА – микропроцессорные УРЗиА

МФО – междуфазная токовая отсечка
ОАПВ – однофазное АПВ
ОВУВ – орган выявления успешности включения
ОВП – определение вида повреждения
ОКПД – орган контроля погасания дуги
ОМ – орган манипуляции
ОМП – определение места повреждения
ОПУ – общеподстанционный пункт управления
ОСФ – орган сравнения фаз;
ОТФ – отключение трех фаз
ПК – персональный компьютер
ПКЭ – показатели качества электроэнергии
ПО – пусковой орган
ПС – подстанция
РНМНП – реле направления мощности нулевой последовательности
РТНП – реле тока нулевой последовательности
РТОП – реле тока обратной последовательности
РСФ – реле сдвига фаз
РПО – Реле положения отключено
РЗА – релейная защита и автоматика
РС – реле сопротивления
ТТ – трансформатор тока
ТН – трансформатор напряжения
ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности
ТАПВ – трехфазное АПВ
ТЗНФ – токовая защита неповрежденных фаз
ТУ – телеускорение
ТО – телеотключение
УРЗиА – устройства релейной защиты и автоматики
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

УПК-Ц – устройство передачи команд цифровое

ФОЛ – фиксация отключения линии

ФОВ – фиксация отключения выключателя

ЦПС – цифровая подстанция

ЭМЗ – электромеханическая защита